Office national de l'énergie

Motifs de décision

Westcoast Transmission Company Limited

RH-2-87

Novembre 1987

Droits

Office national de l'énergie

Motifs de décision

relativement à

Westcoast Transmission Company Limited

Demande du 19 décembre 1986 relative à de nouveaux droits exigibles à compter du 1er janvier 1987 et 1er janvier 1988

RH-2-87

Novembre 1987

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1987

N° de cat. NE22-1/1987-11F
ISBN 0-662-94602-2

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles auprès du:
Bureau du soutien à la réglementation
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Canada)
K1A 0E5
(613) 998-7204

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
Regulatory Support Office
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Canada
K1A 0E5
(613) 998-7204

Imprimé au Canada

Printed in Canada

Table des matières

Abréviations ..... (v)

Definitions ..... (viii)

Exposé et comparutions ..... (x)

Aperçu ..... (xii)

1. La demande 1
- 1.1 La demande 1
- 1.2 Ordonnance d'audience RH-1-87 2
- 1.3 Années d'essai de 1987 et 1988 3
- 1.4 Demande présentée par Westcoast en vertu du paragraphe 35(2) de la Loi sur l'ONE, Partie VI du Règlement 3

2. Base des taux 4
- 2.1 Incidence des installations Tumbler Ridge sur la base des taux et le calcul des droits 4
- 2.2 Installations de gazoduc en service 6
  - 2.2.1 Additions en immobilisations transférées au compte des IGES 6
  - 2.2.2 Rajustement des données prévues concernant les IGES 9
  - 2.2.3 Demandes présentées en vertu de l'article 49 de la Loi et rapports de surveillance 9
  - 2.2.4 Politique relative à la PFUDC 10
- 2.3 Gaz en canalisation 11
  - 2.3.1 Gaz d'équilibrage 11
  - 2.3.2 Évaluation du gaz en canalisation 12
- 2.4 Frais payés d'avance - Petro-Canada Utility Exchange Agreement 12
- 2.5 Recouvrement de charges de retraite supérieur au fonds du régime de retraite 13
- 2.6 Politique de Westcoast concernant la capitalisation 13

3. Dépréciation 15
- 3.1 Taux de dépréciation applicables aux nouvelles sections de la base des taux 15
- 3.2 Taux de dépréciation applicables au matériel de transport 16

4. Coût du capital 17
- 4.1 Dette consolidée 18
- 4.2 Dette non consolidée 19
- 4.3 Capital-actions privilégiées 21
- 4.4 Ratio des actions ordinaires 21
- 4.5 Rendement des actions ordinaires 24
- 4.6 Impôt sur le revenu 28

5. Frais d'exploitation 29
- 5.1 Exploitation et entretien 29
  - 5.1.1 Traitements, salaires et avantages sociaux des employés 29
    - 5.1.1.1 Effectif 29

5.1.1.2 Facteurs d'actualisation . . . 30
5.1.1.3 Répartition des coûts aux activités non réglementées . . . 33
5.1.1.4 Traitement comptable des régimes de retraite et conséquences sur les droits 34
5.1.2 Autres frais d'exploitation et d'entretien . . . 36
5.1.2.1 Coût de la main-d'oeuvre à l'installation McMahon en 1988 . . . 36
5.1.2.2 Coût de location des bureaux du siège social à Vancouver . . . 37
5.1.3 Installation Sikanni . . . 37
5.1.4 Amortissement des frais d'audience . . . 38
5.1.5 Installations Tumbler Ridge . . . 38
5.1.6 Coût des activités de commercialisation . . . 38
5.2 Franchises . . . 40
5.3 Change sur la dette . . . 41
5.4 Gaz utilisé aux fins d'exploitation . . . 41
5.4.1 Appels d'offres concernant le gaz utilisé comme carburant . . . 41
5.4.2 Coût du gaz utilisé aux fins d'exploitation . . . 42
5.5 Frais de disponibilité . . . 42
5.6 Écart entre les droits approuvés et les droits provisoires . . . 43

6. Conception des droits . . . 44
6.1 Prévisions relatives au débit . . . 44
6.2 Répartition des coûts fixes . . . 44
6.3 Paiement double de la composante-demande . . . 50
6.3.1 Rétrospective . . . 50
6.3.2 Passage de vente garantie à service garanti . . . 51
6.3.3 Autoremplacement . . . 56
6.3.4 Ententes entre Westcoast et Northwest . . . 57
6.3.4.1 Description des modifications proposées dans la conception des droits . . . 57
6.3.4.2 Applicabilité de la méthode basée sur la demande opérationnelle au marché de l'exportation . . . 58
6.3.4.3 Remplacement par des livraisons interruptibles . . . 60
6.3.4.4 Droits bruts et droits nets . . . 63
6.3.4.5 Conception des droits si les ententes entre Westcoast et Northwest ne sont pas entérinées . . . 64
6.4 Obligation journalière maximale de livraison d'Amoco . . . 64
6.5 Pouvoir calorifique . . . 65
6.6 Méthode de répartition des coûts à l'intérieur des zones . . . 67
6.6.1 Zone 1 - collecte . . . 68
6.6.2 Zone 2 - traitement . . . 69
6.6.2.1 Droit applicable à l'épuration . . . 69
6.6.2.2 Droit applicable à la récupération des liquides . . . 70
6.6.2.3 Droit applicable aux petites installations de traitement relativement à Sikanni . . . 71
6.6.3 Zone 3 - transport au nord . . . 72
6.6.4 Zone 4 - transport au sud . . . 73
6.6.5 Zone 5 - installations de l'Alberta . . . 74
6.7 Droits applicables aux livraisons interruptibles . . . 74
6.7.1 Conception des droits applicables aux livraisons interruptibles . . . 74
6.7.2 Affectation des revenus associés aux livraisons interruptibles . . . 76
6.7.3 Droits applicables aux livraisons interruptibles saisonnières . . . 76
6.8 Autres questions concernant la conception des droits . . . 76

6.8.1 Mesure de la demande contractuelle des clients limitrophes ... 77
6.8.2. Traitement proposé des additions aux installations dans le calcul des droits ... 77
6.8.3 Proposition d'Inland concernant des frais supplémentaires ... 79
6.8.4 Affectation des revenus tirés des sous-produits ... 80
6.8.5 Paiement par les producteurs des droits applicables à la collecte et au traitement ... 80

7. Questions tarifaires ... 82
7.1 Modifications proposées par Westcoast ... 82
7.1.1 Frais administratifs ... 82
7.1.2 Taux d'intérêt - comptes en souffrance ... 82
7.1.3 Force majeure ... 83
7.1.4 Lettres de crédit ... 86
7.1.4.1 Service interruptible ... 86
7.1.4.2 Service garanti ... 87
7.1.5 Crédit applicable aux frais liés à la demande en cas d'interruptions pour cause d'entretien ordinaire ... 88
7.2 Modifications proposées par les intervenants ... 89
7.2.1 Priorité du service interruptible ... 89
7.2.2 Délai de soumission ... 91
7.2.3 Répartition de la capacité ... 92
7.2.4. Tolérance opérationnelle ... 93
7.2.5 Modifications mineures de l'énoncé de certaines dispositions du tarif ... 93
7.3 Modalités générales pour les ventes à l'exportation ... 94
7.4 Date d'entrée en vigueur des modalités générales ... 95

8. Comptes de report relatifs au coût du service ... 96
8.1 Comptes de report existants ... 96
8.2 Nouveaux comptes de report ... 96
8.2.1 Compte de report pour cas de force majeure ... 96
8.2.2 Compte de report applicable à la demande opérationnelle ... 97
8.2.3 Compte de report applicable aux lettres de crédit ... 97
8.2.4 Compte de report applicable aux interruptions prévues pour l'entretien ... 97
8.3 Affectation proposée des soldes des comptes de report de 1986 ... 98

9. Détermination finale du coût de service et des droits de Westcoast ... 99

10. Décision ... 100

Liste des annexes

I Ordonnance TG-7-87 101
II Ordonnance RH-2-87 103
III Ordonnance AO-1-RH-2-87 114
IV Ordonnance TGI-59-86 122
V Ordonnance AO-1-TGI-59-86 123
VI Résumé des ententes entre Westcoast et Northwest 124

Abréviations

Amoco	Compagnie des pétroles Amoco Canada Limitée
APC	Association pétrolière du Canada
ASPIC	Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada
B.C. Hydro	British Columbia Hydro and Power Authority
BCPC	British Columbia Petroleum Corporation
BCUC	British Columbia Utilities Commission
CCPA	Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta
COFI	Conseil des industries forestières de Colombie-Britannique
Cominco	Cominco Ltd.
DVIE	Droits sur les ventes interruptibles à l'exportation
10^3	millier
10^6	million
Décision relative à la méthode de réglementation	"Office national de l'énergie, Motifs de la décision relative à la méthode de réglementation des droits de la Westcoast Transmission Company Limited - avril 1985"
Ententes Westcoast/Northwest	Les nouvelles ententes par lettres passées entre Westcoast et Northwest, en date du 14 et 15 septembre 1987
Entente de 1985 sur le gaz naturel	Entente entre les gouvernements du Canada, de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan sur les marchés et les prix du gaz naturel - 31 octobre 1985
Entente BCPC	Entente du 13 novembre 1973 passée entre Westcoast et BCPC
FMA	Flux monétaire actualisé
ICCA	Institut canadien des comptables agréés
IC	Immobilisations en cours
IGES	Installations de gazoduc en service
Inland	Inland Natural Gas Co. Ltd.

Loi sur l'ONE	*Loi sur l'Office national de l'énergie*
LGN	Liquides de gaz naturel
MEMF	Modèle d'équilibre des marchés financiers
Motifs de décision TransCanada RH-5-85	Office national de l'énergie, Motifs de décision relative à l'accès aux services de TransCanada PipeLines Limited - mai 1986
Motifs de décision TransCanada RH-3-86	Office national de l'énergie, Motifs de décision TransCanada PipeLines Limited - Demande en date du 14 juillet 1986 relative à de nouveaux droits à compter du 1er janvier 1987 - mai 1987
Motifs de décision - août 1986 - Westcoast	Office national de l'énergie, Motifs de décision relative à une demande conformément à la Partie IV de la *Loi sur l'office national de l'énergie* (demande relative aux droits) de Westcoast Transmission Company Limited - août 1986
Motifs de décision - avril 1987 - Westcoast	Office national de l'énergie, Motifs de décision relative à une demande concernant le droit sur les ventes interruptibles de gaz à l'exportation
Northland	Northland Utilities (B.C.) Limited
Northwest	Northwest Pipeline Corporation
NOVA	La Corporation albertaine NOVA
Ordonnance d'audience RH-2-87	Ordonnance d'audience RH-2-87 de l'Office national de l'énergie, Instructions relative à la procédure
OJML	Obligations journalières maximales de livraison
ONE ou Office	Office national de l'énergie
Petro-Canada	Petro-Canada Inc.
Poco	Poco Petroleums Ltd.
Province	Province de la Colombie-Britannique
PFUDC	Provision pour les fonds utilisés durant la construction
RNCG	Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs
TransCanada	TransCanada PipeLines Limited
Unocal	Unocal Canada Limited

Vancal	Vancal Properties Limited
Westcoast ou la société	Westcoast Transmission Company Limited
Westcoast Petroleum	Westcoast Petroleum Ltd.

Definitions

Année de référence	Du 1er janvier au 31 décembre 1986
Années d'essai	Du 1er janvier au 31 décembre 1987 et du 1er janvier au 31 décembre 1988
Crédit à la demande contractuelle	Réduction de la composante-demande des droits payables par un client
Composante-produit des droits	La partie des droits facturée à l'égard de chaque unité de gaz expédié
Composante-demande des droits	La partie des droits qui est facturée chaque mois et payable quel que soit le volume réellement expédié, et qui est conçue pour recouvrer les coûts fixes d'un pipeline
Clients limitrophes	Clients à qui sont vendues de faibles quantités de gaz, dont les points de débit sont situés au nord de la station de compression n° 2 dans le nord de la Colombie-Britannique
Droits relatifs à la demande contractuelle/droits relatifs à la demande journalière	La composante-demande des droits facturés aux clients-ventes garanties/clients-service garanti
Droits fixes	Droits qui ne varient pas avec les variations de débit ou de frais
Frais liés au produit	Frais payables par un acheteur de gaz dans un contrat de vente de gaz pour chaque unité de gaz acheté. Les frais unitaires couvrent généralement la composante-produit des droits applicables et le coût du gaz, et peuvent inclure une partie des coûts fixes du pipeline
Frais liés à la demande	Obligation fixe ou mensuelle d'un acheteur de gaz dans un contrat de vente. Les frais liés à la demande peuvent couvrir une partie ou la totalité des coûts fixes d'un pipeline et sont payables quels que soient les quantités réellement prises
Quantité relative à la demande contractuelle	Quantité maximale relative à la demande journalière telle que précisée dans un contrat de vente ou de service à livraison garanti

Topgas	Référence à l'entente Topgas I de 1982 en vertu de laquelle TOPGAS Holdings Ltd. a assumé les obligations impayées de prendre ou de payer de TransCanada

Exposé et comparutions

RELATIVE À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et à ses règlements d'application; et

RELATIVE À une demande en date du 19 décembre 1986 présentée par Westcoast Transmission Company Limited, dans sa version modifiée, en vue d'obtenir certaines ordonnances relatives à ses droits, conformément à la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, laquelle demande a été déposée auprès de l'Office sous le numéro de référence 1562-W5-11.

ENTENDUE à Vancouver (Colombie-Britannique) les 26, 27, 28 et 29 mai, les 2, 3, 4, 5 et 6 juin, et les 11, 12, 13, 14, 17, 18, 19, 20 et 21 août 1987; et à Ottawa (Ontario) les 9, 10, 11, 12, 15, 16, 17 et 18 juin, les 6, 7, 8, 9, 15, 16 et 22 juillet et les 1, 2, 3, 4, 8, 9, 10, 15, 16, 23, 24 et 25 septembre 1987.

DEVANT:

L.M. Thur	Membre présidant
R.F. Brooks	Membre
W.G. Stewart	Membre

COMPARUTIONS:

J. Lutes R. Sirett	Westcoast Transmission Company Limited
J.B. Ballem, c.r.	Association pétrolière du Canada
R.B. Wallace H. Isherwood R.J. Bauman D. Thomas	Conseil des industries forestières de Colombie-Britannique
A.S. Hollingworth J.A. Snider	Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada
R.G. Pepper	Alberta Natural Gas Company Ltd.
S. Lipton	Compagnie des pétroles Amoco Canada Limitée
L.F. Hindle M.F. Shoemaker	British Columbia Hydro and Power Authority
J. Thompson	Canadian Hydrocarbons Limited
H. Chivers	Coast Pacific Management Inc.
D. Clark	Czar Resources Ltd.
B. Craig	Diamond Shamrock Exploration of Canada, Ltd.

R. Fraser	Dome Petroleum Limited
H. Hobbs	Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.
C.B. Johnson D.M. Masuhara	Inland Natural Gas Co. Ltd., Fort Nelson Gas Ltd. et Peace River Transmission Company Limited
W.L. Oostenbrink	Mobil Oil Canada, Ltd.
D.K. Watkiss C.R. Rich L.E. Smith	Northwest Pipeline Corporation
L. Zibot	Ocelot Industries Ltd.
R. Dyce	Pacific Northern Gas Ltd.
D.A. Dawson	Pan-Alberta Gas Ltd.
S. Proudfoot	Petro-Canada Inc.
P. McIntyre	Poco Petroleums Ltd.
P.H. McMillan	PSR Gas Ventures Inc.
M. Brown R.Cohen	TransCanada PipeLines Limited
R. Kline	Unocal Canada Limited
H.Scott	Wainoco Oil Corporation
D.C. Edie J. McNamara	Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta
J.M. Pelrine	British Columbia Petroleum Corporation
L. Keough A. Vockeroth D. Bursey	Office national de l'énergie

Aperçu

NOTA: Le présent aperçu n'est donné que pour la commodité du lecteur et ne fait pas partie de la présente Décision ou des Motifs, pour lesquels les lecteurs sont priés de se reporter au texte et aux tableaux détaillés.

La demande

Le 19 décembre 1986, Westcoast a demandé à l'Office d'autoriser de nouveaux droits pour l'année d'essai commençant le 1er janvier 1987. La société a prié l'Office d'approuver, à titre provisoire, les droits qu'elle a demandés jusqu'à ce qu'une décision finale soit rendue au sujet de sa demande. L'Office a approuvé les droits provisoires pouvant être exigés durant l'année d'essai de 1987 et a recommandé à Westcoast d'étudier la possibilité de modifier sa demande afin qu'elle vise une période comprenant deux années d'essai. Par la suite, Westcoast a déposé une demande révisée faisant état de ses besoins en revenus et des droits à exiger durant les deux années d'essai de 1987 et 1988.

La demande de Westcoast comprend, entre autres principales particularités, une augmentation du rendement des actions ordinaires qui passerait de 13,75 à 14,50 pour cent, des changements proposés à la conception des droits applicables aux zones 1, 2 et 3 et des changements à ses modalités générales en ce qui concerne les cas de force majeure, les taux d'intérêt sur les comptes en souffrance et les lettres de crédit concernant les services garanti et interruptible. À la fin de l'instance, Westcoast a demandé l'autorisation d'apporter plusieurs changements additionnels à sa conception des droits, tout en demandant que soient approuvées des modifications à des accords qu'elle avait passés avec Northwest aux termes de contrats.

Dans sa demande originale, Westcoast a sollicité l'autorisation de distribuer entre les payeurs de droits relatifs aux ventes à l'exportation les revenus réalisés en 1986 et ceux qui seront tirés, durant l'année d'essai de 1987, des droits sur les ventes interruptibles à l'exportation (DVIE). En tenant compte du libre accès temporaire au réseau de Northwest, Westcoast prévoit que les revenus tirés des DVIE en 1987 se chiffreraient à 26,5 millions de dollars. Les intervenants et la société ont demandé qu'une décision soit rendue sans tarder relativement à cette question.

Audience concernant les DVIE

Une audience publique, qui a commencé à Vancouver le 10 mars 1987, s'est poursuivie pendant quatre jours. Dans les motifs de décision rendus publics en avril 1987, l'Office a expliqué pourquoi il a rejeté la demande présentée par Westcoast en vue de faire suspendre ou annuler les DVIE et ordonné que les revenus des DVIE soient crédités au coût global du service de Westcoast. L'Office a également ordonné à la société de refaire le calcul de ses droits visant les livraisons interruptibles afin de tenir compte des revenus prévus des DVIE et de d'autres questions connexes.

Audience concernant les droits devant être en vigueur en 1987 et 1988

Une audience publique de quarante-cinq jours a eu lieu à Vancouver et à Ottawa. L'audience, qui comprenait deux phases, a commencé à Vancouver le 26 mai 1987 et s'est terminée à Ottawa le 25 septembre 1987.

Besoins en revenus

Westcoast prévoit que ses besoins en revenus, évalués à 257,9 millions de dollars en 1986, augmenteraient de 7,7 millions en 1987 et de 11,3 millions en 1988. L'Office a ordonné à Westcoast de rajuster les besoins en revenus inscrits dans la demande afin de tenir compte des décisions énoncées dans les présents motifs et de modifier sa demande en ce qui concerne les bases de taux, les coûts du service et les droits pour les années d'essai.

Installations Tumbler Ridge

Westcoast se proposait d'acheter à Northland l'installation de traitement de gaz et le pipeline Tumbler Ridge et a demandé à l'Office d'approuver certaines méthodes de calcul de la base des taux et de conception des droits qui tiennent compte de ces installations. L'Office a rejeté la demande de Westcoast et lui a ordonné d'enlever des estimations relatives à la base des taux et au coût du service de l'année d'essai tous les coûts associés à la propriété et à l'exploitation de ces installations.

Base des taux

L'Office a rejeté la demande visant à inclure, dans la base des taux, tous les montants associés à des projets qui n'ont pas été approuvés conformément à la Partie III de la Loi.

La demande présentée par Westcoast en vue d'inclure les frais généraux dans son calcul de la PFUDC a été approuvée.

Taux de dépréciation

L'Office a approuvé les taux de dépréciation demandés quant au pipeline et aux installations de traitement de gaz Sikanni et au pipeline Alces, et a approuvé le maintien du taux dépréciation actuel applicable au matériel de transport.

Composition du capital et rendement des actions

L'Office a approuvé la demande présentée par Westcoast en vue de maintenir à 35 pour cent le ratio des actions ordinaires.

La société a demandé de faire passer de 13,75 pour cent à 14,5 le rendement de ses actions ordinaires. L'Office a jugé qu'un rendement de 13,50 pour cent en 1987 et de 13,75 pour cent en 1988 serait juste et raisonnable.

Frais d'exploitation

Les augmentations de salaires proposées par Westcoast en 1987 ont été approuvées par l'Office qui a cependant réduit de 5,5 à 4,5 pour cent celles prévues pour 1988.

L'Office a augmenté de 128 000 $ et de 124 000 $ le montant des salaires et avantages sociaux alloué aux autres activités non réglementées pour les années d'essai de 1987 et 1988, respectivement.

Westcoast a reçu l'ordre d'inclure les dépenses relatives aux pensions calculées conformément à la recommandation formulée par l'Institut canadien des comptables agréés. L'Office a également rajusté la base des taux établie par Westcoast relativement à cet article de dépense.

L'Office a décidé qu'aux fins de l'établissement des droits, le coût des activités de commercialisation devrait être réduit de 200 000 $ pour chaque année d'essai.

L'Office a approuvé des franchises de l'ordre de 52 000 $ en 1987 et de 222 000 $ en 1988.

L'Office a décidé qu'un montant annuel de 120 000 $ à titre de frais de disponibilité devrait être crédité au coût du service en 1986, 1987 et 1988.

Décisions concernant la conception des droits

Westcoast continuera de calculer ses droits à partir de la méthode des droits fixes que l'Office a d'abord approuvée relativement au calcul des droits à exiger par la société pendant l'année d'essai de 1986.

Répartition des coûts fixes

L'Office a jugé que le volume de la demande contractuelle visé par les ventes de gaz de Westcoast et les contrats de service garanti demeure une base pertinente de répartition des coûts fixes. Étant donné les conditions du marché d'exportation, l'Office a reconnu comme raisonnable les niveaux révisés de la demande contractuelle concernant les marchés d'exportation qui sont précisés dans les nouvelles ententes passées entre Westcoast et Northwest. Par conséquent, du 1er janvier au 31 octobre 1987, les coûts seront répartis sur le marché d'exportation à raison de 809 millions de pieds cubes par jour, soit 757 millions à Northwest et 52 millions à Poco. À compter du 1er novembre 1987, les coûts seront répartis sur les marchés d'exportation à raison de 727 millions de pieds cubes par jour, soit 550 millions à Northwest, 125 millions aux fournisseurs qui approvisionnent Westcoast et 52 millions à Poco. Quant au marché intérieur, la répartition sera faite en fonction des niveaux de la demande contractuelle précisés dans les ententes pertinentes de vente et de service.

Double recouvrement de la composante-demande

L'Office a jugé que, dans la situation dans laquelle se trouvait Westcoast, la méthode qui conviendrait le mieux pour éviter le double recouvrement possible de la composante-demande des droits est la méthode de demande opérationelle qui a été appliquée la première fois à TransCanada, telle qu'indiquée dans les motifs de la décision rendue en mai 1986 à l'égard de cette société. Pour veiller à ce que Westcoast n'accuse pas un manque à gagner en raison de passages de vente à service faits durant l'année d'essai, l'Office a autorisé la société à créer un compte de report convenable.

En ce qui concerne la question de l'autoremplacement, l'Office ne croyait pas que les distributeurs locaux associés à Westcoast seraient autorisées à remplacer leurs approvisionnements actuellement assurés par des contrats de livraison garantie.

Quant à savoir si, contrairement à la règle générale, le marché à l'exportation de Westcoast doit être privé de toute réduction des droits due au fait que des approvisionnements visés par des ententes de service garanti sont remplacés par d'autres visés par le même type d'entente, l'Office n'en a pas vu la

nécessité. L'Office a accepté, comme proposé par Westcoast, que les revenus des livraisons interruptibles soient crédités aux marchés intérieur ou à l'exportation selon leur destination et, qu'à compter du 1er novembre 1987, les droits soient calculés en fonction des coûts bruts. L'Office fait remarquer que l'acceptation de ces propositions est une condition préalable aux nouvelles ententes passées entre Westcoast et Northwest.

Conception des droits si les ententes entre Westcoast et Northwest ne sont pas entérinées

S'il arrivait que les nouvelles ententes passées entre Westcoast et Northwest ne soient pas entérinées, l'Office a ordonné qu'à compter du 1er novembre 1987, les droits soient conçus de la façon suivante:

- des coûts fixes seront répartis à Northwest sur la base de 757 millions de pieds cubes par jour (809 millions moins les 52 millions de Poco),
- tous les revenus associés aux livraisons interruptibles seront crédités aux besoins en revenus globaux de Westcoast,
- la possibilité d'utiliser le volume des livraisons interruptibles pour déterminer la réduction des coûts fixes sera étudiée en fonction de chaque cas, et
- les droits applicables aux livraisons garanties seront calculés en fonction du coût net du service plutôt que du coût brut.

Autres questions relatives à la conception des droits

Par suite des discussions engagées avec les intervenants au cours de l'audience, Westcoast a modifié la conception des droits demandée quant aux zones 1, 2 et 3. L'Office a accepté les méthodes de conception des droits, telles que modifiées.

Les droits applicables à la collecte (zone 1) continueront d'être calculés selon la méthode du timbre-poste et seront publiés en fonction des unités de gaz brut.

Quant au traitement (zone 2), le calcul du droit applicable à l'élimination du gaz acide continuera d'être fait selon la méthode du timbre-poste mais comprendra maintenant un droit minimum qui sera publié en fonction des unités de gaz résiduel. Le droit applicable à la récupération des liquides sera un taux uniforme. Un droit distinct de 86,76 cents le millier de mètres cubes a été fixé relativement à la nouvelle installation Sikanni. Ce droit est calculé d'après les coûts estimatifs d'exploitation de l'installation pour les années d'essai de 1987 et 1988.

Les droits applicables au transport au nord (zone 3), qui ont été calculés selon la méthode quantité/distance relativement aux clients-ventes ordinaires et selon le concept du gisement le plus près relativement aux clients limitrophes, seront maintenant calculés au moyen de la méthode dite timbre-poste. L'application de la méthode donne trois droits distincts: soit un droit relatif à la catégorie courte distance applicable aux clients limitrophes et deux droits relatifs à la catégorie longue distance.

L'Office a approuvé que la répartition de la demande contractuelle entre les points de livraison de la zone 4 soit faite en fonction des trois jours de pointe enregistrés durant la dernière saison de chauffage, comme le proposait Westcoast.

L'Office a fait remarquer qu'en 1987, Westcoast exigerait un droit calculé selon la méthode dite timbre-poste pour la zone 5, en Alberta.

L'Office fait également remarquer qu'en raison de l'exploitation de l'installation de traitement des LGN, la base de calcul des droits de transport exigés pour la catégorie du service diffère de celle des droits de transport applicables aux ventes. L'Office a ordonné à la société d'étudier s'il y a moyen d'éliminer la différence entre ces bases, et de lui présenter les résultats de son étude au plus tard le 1er avril 1988.

Décisions concernant les questions tarifaires

L'Office a rejeté la demande de Westcoast de modifier les clauses concernant les cas de force majeure et le crédit des frais liés à la demande comprises dans ses modalités générales. Cependant, l'Office a reconnu qu'un changement de ces clauses était justifié. Par conséquent, l'Office a ordonné que ces clauses soient modifiées afin qu'elles stipulent ce qui suit:

(i) aucun crédit concernant les frais liés à la demande ne sera accordé, dans le cas des clients du service, si l'expéditeur n'a pu livrer le gaz au réseau de Westcoast; et

(ii) un crédit relatif aux frais liés à la demande sera accordé si un cas de force majeure implique soit le réseau de Westcoast soit une installation pipelinière du secteur d'aval reliée directement au réseau de Westcoast, ou si, en raison d'une telle situation, Westcoast ne peut obtenir des approvisionnements suffisants de gaz de ses producteurs ou fournisseurs.

La proposition de Westcoast de faire passer le taux d'intérêt applicable aux comptes en souffrance du taux préférentiel plus deux pour cent au taux préférentiel plus cinq pour cent a été rejetée. L'Office a décidé que le taux d'intérêt applicable aux comptes en souffrance devrait passer du taux préférentiel plus deux pour cent au taux préférentiel plus deux pour cent durant les trente premiers jours pendant lesquels le compte est en souffrance puis au taux préférentiel plus cinq pour cent applicable aux comptes en souffrance après plus de trente jours et chaque fois que cela se reproduira à l'intérieur d'une période de six mois.

L'Office a approuvé une lettre de crédit de 62 jours concernant les clients-ventes et service interruptibles et les clients du service garanti.

L'Office a accepté la proposition de Westcoast de mettre en application la formule de répartition au prorata journalière à compter du 1er novembre 1987 et a demandé à la société de documenter toutes les difficultés qu'elle pourrait connaître durant la prochaine saison froide en raison de cette proposition.

Les modalités générales proposées quant aux ventes à l'exportation ont été approuvées après y avoir apporté certaines modifications. L'Office était d'avis que ces modalités générales devraient s'appliquer à toutes les ventes de gaz à l'exportation.

L'Office a ordonné que tous les changements à apporter aux modalités générales existantes entrent en vigueur le 1er janvier 1988.

Comptes de report

L'Office a approuvé le maintien de tous les comptes de report existants. L'Office a également approuvé de nouveaux comptes de report associés à la méthode de la demande opérationnelle et la lettre de crédit. Cependant, l'Office n'a pas approuvé de compte de report relatif aux réclamations possibles dans les cas de force majeure.

Chapitre 1
La demande

1.1 La demande

En vertu de son ordonnance TG-4-86 et des motifs de sa décision rendue en août 1986 au sujet de la demande de Westcoast, l'Office national de l'énergie (l'Office, l'ONÉ) a établi les tarifs et les droits fixes pouvant être exigés par Westcoast Transmission Company Limited (Westcoast, la société) durant la période d'essai allant du 1er janvier au 31 décembre 1986. Étant donné que les droits fixes de Westcoast sont déterminés d'après une année d'essai à venir, la société a déposé auprès de l'Office une demande datée du 19 décembre 1986 dans laquelle elle sollicite certaines ordonnances provisoires et définitives devant entrer en vigueur à compter du 1er janvier 1987, en vertu des articles 16, 50, 51 et 52 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi sur l'ONE).

Westcoast a demandé que soit approuvé, à titre provisoire, le barème des droits présenté dans sa demande. Conformément à l'ordonnance TGI-59-86 datée du 30 décembre 1986, l'Office a approuvé, en vertu du paragraphe 16.1(2) et de l'article 52.2 de la Loi sur l'ONE, les droits provisoires, tels que demandés, qui pourront être exigés du 1er janvier 1987 jusqu'à une date qui sera déterminée dans la décision que prendra l'Office à l'audience prochaine sur les droits.

Westcoast a également demandé d'autres ordonnances, notamment celles indiquées ci-dessous:

Westcoast a demandé, en vertu de l'article 53 de la Loi sur l'ONE, une ordonnance devant entrer en vigueur le 1er janvier 1987, qui aurait pour effet de rejeter tous les tarifs et droits existants qui sont incompatibles avec ceux proposés dans les ordonnances demandées ci-dessus.

Westcoast a demandé l'autorisation de modifier, à compter du 1er janvier 1987, la définition des cas de force majeure et la clause concernant les taux d'intérêt exigés sur les comptes en souffrance, toutes deux comprises dans les modalités générales de ses ententes de ventes au Canada et de ses ententes de service. La requête présentée en vue d'obtenir l'autorisation d'apporter ces changement à compter du 1er janvier 1987 a été rejetée.

Westcoast a demandé, en vertu du paragraphe 25 de l'ordonnance TG-4-86, une ordonnance l'autorisant à utiliser le solde des comptes de report de l'année de référence, c'est-à-dire du 1er janvier au 31 décembre 1986, en créditant le solde net de ces comptes aux coûts du service de l'année d'essai de 1987.

Westcoast a demandé des ordonnances l'autorisant à maintenir, aux fins de comptabilité et de calcul des droits durant l'année d'essai de 1987, les comptes de report des revenus et dépenses approuvés pour l'année de référence; cette ordonnance devrait de plus porter que les frais financiers associés aux montants inscrits dans ces comptes seraient, de temps en temps, calculés au taux d'intérêt exigé à l'occasion par son banquier principal relativement aux marges de crédit réservées aux activités d'exploitation de Westcoast, plutôt qu'être calculés selon le rendement de la base des taux. La modification proposée au taux applicable aux frais financiers a été par la suite infirmée par la société qui a également demandé l'autorisation d'utiliser quatre nouveaux comptes de report.

Westcoast a demandé l'autorisation d'apporter plusieurs modifications à la méthode de conception des taux approuvée par l'Office dans les motifs de décision rendue en août 1986 au sujet de la demande de Westcoast; la société désirait modifier notamment:

(i) la méthode de calcul des:

- droits de la zone 3 - transport au nord,
- droits de collecte et de traitement,
- les unités de répartition applicables à la zone 4 - transport au sud; et

(ii) l'approbation des droits applicables aux petites installations de traitement.

1.2 Ordonnance d'audience RH-1-87

Dans sa demande du 19 décembre 1986, Westcoast avait sollicité une ordonnance l'autorisant à distribuer aux payeurs de droits sur les ventes à l'exportation, reconnus comme étant les producteurs de la Colombie-Britannique, de l'Alberta, du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest, les revenus tirés de ses droits sur les ventes interruptibles à l'exportation (DVIE) en 1986 et les revenus qui seront réalisés durant chaque mois de l'année d'essai de 1987.

Citant les nouvelles particularités du marché du Pacifique, c'est-à-dire du Nord-Ouest des États-Unis, desservi par Northwest Pipeline Corporation (Northwest), Westcoast, dans une demande datée du 12 février 1987, dans sa version modifiée, a sollicité:

(i) une ordonnance finale, en vertu de l'article 54 de la Loi sur l'ONE, qui aurait pour effet de suspendre les droits applicables aux ventes interruptibles sur le marché d'exportation, du 1er janvier 1987 jusqu'à la date qui sera déterminée dans la décision que prendra l'Office au sujet de la demande concernant les droits exigibles par Westcoast en 1987, ou à défaut, une ordonnance finale ayant pour effet d'annuler un tel droit; ou

(ii) une ordonnance finale, en vertu de l'article 50 de la Loi, autorisant Westcoast à distribuer aux fournisseurs de son réseau, dans les mois qu'elle les perçoit, tous les revenus des droits applicables aux ventes interruptibles sur le marché d'exportation.

Westcoast, British Columbia Petroleum Corporation (BCPC) et la Colombie-Britannique (la province) ont demandé à l'Office de rendre sans tarder sa décision ainsi de dissiper les doutes quant à l'existence de ces droits et à l'utilisation des revenus réalisés à partir de ces droits.

En réponse à cette demande, l'Office a tenu une audience publique (RH-1-87), à Vancouver, en Colombie-Britannique (C.-B.), le 10 mars 1987 afin de recevoir les mémoires de Westcoast et des intervenants dans ce dossier. Dans les motifs de la décision rendue en avril 1987, l'Office a rejeté la demande présentée par Westcoast en vue de faire suspendre ou annuler les DVIE et a ordonné que les revenus tirés des DVIE soient crédités au coût global du service de Westcoast. Ainsi, les revenus tirés des DVIE sont traités d'une façon compatible à ceux tirés des autres droits de la catégorie des intérruptibles. En vertu de l'ordonnance TG-2-87, l'Office a ordonné à Westcoast de recalculer ses droits provisoires, à compter du 1er avril 1987, afin de tenir compte des revenus qu'elle prévoit tirer des DVIE et de certaines autres questions connexes.

1.3 Années d'essai de 1987 et 1988

Dans sa lettre datée du 20 janvier 1987, l'Office a demandé à Westcoast de considérer la possibilité de modifier sa demande de droits présentée en décembre 1986 afin d'y inclure les deux années d'essai de 1987 et 1988. Cette modification s'imposait afin de corriger la situation indésirable qui s'est présentée durant l'année d'essai de 1986 et qui s'est répétée durant l'année suivante où les droits définitifs devant être exigés durant cette année d'essai n'ont pas été déterminés avant la fin de cette année en question. Westcoast et les intervenants ont réagi positivement à cette proposition et il a été convenu que la demande de droits de Westcoast serait modifiée afin de décider de droits applicables aux deux années d'essai de 1987 et 1988.

Dans son ordonnance d'audience RH-2-87 datée du 20 mars 1987, l'Office a décidé d'entendre la demande de Westcoast au cours d'une audience publique comprenant deux phases: la première devant porter sur les questions tarifaires et sur la conception des droits exigibles en 1987 et 1988 et, la deuxième sur toutes les autres questions, notamment les prévisions relatives au débit, la base des taux, le coût du service et le rendement.

1.4 Demande présentée par Westcoast en vertu du paragraphe 35(2) de la Loi sur l'ONE, Partie VI du Règlement

Plusieurs intervenants considéraient les accords contractuels passés entre Westcoast et Northwest comme un élément décisif de la détermination d'une méthode appropriée de conception des droits en vue de la répartition des coûts fixes de Westcoast.

Le 28 juin 1987, Westcoast a demandé à l'Office, en vertu du paragraphe 35(2) du Règlement d'application de la Partie VI de la Loi sur l'Office national de l'énergie, d'approuver une modification proposée à ses accords existants passés avec Northwest aux termes du Fourth Service Agreement, du Kingsgate Gas Sales Agreement et de l'Entente par lettre du 27 octobre 1986. La décision à prendre au sujet de cette demande a été confiée aux soins du comité responsable de l'audience concernant les droits de Westcoast. Cependant, faute d'appui de la part des producteurs, la société a retiré sa demande avant qu'elle soit prise en considération par le comité.

Par la suite, Westcoast a demandé à l'Office, le 18 septembre 1987, en vertu du paragraphe 35(2) du Règlement d'application de la Partie VI de la Loi sur l'ONE, d'approuver les ententes révisées en ce qui concerne les modifications proposées au Fourth Service Agreement et au Kingsgate Gas Sales Agreement. Le 30 Octobre 1987, l'Office a approuvé les modifications proposées conformément au paragraphe 35(2).

En raison de ces ententes, Westcoast a proposé plusieurs modifications à la méthode existante de conception de ses droits ainsi qu'à la méthode qu'elle a soumise dans sa demande. À l'audience, l'Office a étudié les ententes et les modifications proposées à la méthode de conception des droits.

Chapitre 2
Base des taux

Le tableau 2-1 montre l'actuelle base des taux de l'année de référence de 1986 et les bases de taux demandées quant aux années d'essai 1987 et 1988. Comme il en sera discuté plus en détail au chapitre 9, Westcoast est priée de redresser les bases de taux demandées afin de tenir compte des décisions de l'Office qui sont énoncées dans le présent chapitre.

Tableau 2-1
Bases moyennes des taux données réelles pour 1986 et prévisions pour 1987 et 1988
(en milliers de dollars)

Ligne n°	Éléments	Réelles pour 1986 (A)	Rajuse-tements (B)	Demandées 1987 (C)	Rajus-tements (D)	Demandées 1988 (E)
1	Installations de gazoduc en service	1 246 737	47 011	1 293 748	81 010	1 374 757
2	Dépréciation accumulée	(491 909)	(23 445)	(515 354)	(27 286)	(542 640)
3	Valeur nette des installations de gazoduc en service	754 828	23 566	778 394	53 724	832 118
4	Pertes extraordinaires d'installations	3 390	(1 356)	2 034	(1 356)	678
5	Contributions pour aider à la construction	(3 810)	(83)	(3 893)	102	(3 791)
6	Investissement dans les installations	754 408	22 127	776 535	52 470	829 005
7	Matériaux et fournitures	15 459	1 319	16 778	610	17 388
8	Gaz en canalisation	5 415	(1 924)	3 491	3	3 494
9	Frais payés à l'avance	766	673	1 439	463	1 902
10	Reports	-	(1 423)	(1 423)	1 423	-
11	Rajustement de l'impôt sur le revenu - Grizzly Valley	(11 322)	4 170	(7 152)	4 767	(2 385)
12	Impôts sur le revenu reportés	(75 531)	-	(75 531)	-	(75 531)
13	Base moyenne des taux faisant exclusion du fonds de roulement d'encaisse	689 195	24 941	714 136	59 736	773 872
14	Fonds de roulement d'encaisse	7 068	(2 375)	4 693)	1 029	5 722
15	**Base moyenne de taux**	**696 263**	**22 567**	**718 830**	**60 765**	**779 595**

1 Source: Pièce B-149
2 La somme des chiffres peut ne pas correspondre exactement au total en raison de l'arrondissement fait par ordinateur
3 Ne comprend pas les installations en Alberta (Zone 5)

2.1 Incidence des installations Tumbler Ridge sur la base des taux et le calcul des droits

Westcoast a demandé que soient approuvées certaines méthodes de calcul de la base des taux et de conception des droits qui tiendraient compte des installations Tumbler Ridge qu'elle se proposait d'acheter durant l'année d'essai de 1987.

Les installations de Tumbler Ridge qui se trouvent dans le district de la rivière à la Paix, dans le Nord de la C.-B. comprennent une installation de traitement de gaz et environ 27 kilomètres de canalisation. Elles sont actuellement la propriété de Northland Utilities (B.C.) Limited (Northland) qui est un client limitrophe de Westcoast. L'installation de traitement et le pipeline desservent la mine de charbon Quintette et la ville de Tumbler Ridge. Les installations, dont l'exploitation est autorisée aux termes d'un certificat délivré par la British Columbia Utilities Commission (BCUC) en 1982, ont une capacité nominale de 8,0 10^3 mètres cubes de gaz résiduel par jour. Le pipeline est raccordé à la canalisation Grizzly de Westcoast qui sert à livrer des approvisionnements d'appoint à Tumbler Ridge dans les cas où les approvisionnements principaux ne peuvent pas être fournis par le producteur.

Décision

Le dernier jour de l'audience, soit le 25 septembre 1987, l'Office a rendu la décision suivante concernant les méthodes de calcul de la base des taux et de conception des droits relatifs aux installations Tumbler Ridge:

"Étant donné que le 30 septembre est la date limite convenue relativement à l'achat qu'elle se proposait de faire des installations de Tumbler Ridge, Westcoast a demandé à l'Office de rendre une décision au plus tard à cette date relativement à l'incidence de ces installations sur la méthode de conception des droits. En réponse à cette requête, l'Office rend maintenant sa décision.

Dans sa lettre du 6 août 1987 adressée à Westcoast et déposée à titre de Pièce A-55, l'Office a indiqué que, dans cette instance, il examinerait les montants associés à l'achat, par Westcoast, des installations Tumbler Ridge, qui devraient être inclus dans la base des taux, et la façon dont ces montants seront recouvrés au moyen des droits.

Westcoast a demandé d'inclure, dans les bases de taux des années d'essai de 1987 et 1988, les montants de 3 125 000 $ qu'elle a offert à Northland pour acquérir le pipeline et les installations de traitement de gaz Tumbler Ridge; et de 300 000 $ relatif à des modifications additionnelles qu'elle se propose d'apporter aux installations de traitement Tumbler Ridge et à d'autres articles secondaires de dépense.

L'Office fait remarquer que la demande déposée par Westcoast permettrait de recouvrer auprès de tous les payeurs de droits de la société les coûts associés à la propriété et à l'exploitation des installations Tumbler Ridge. La preuve déposée à l'audience a montré que pour 1988, c'est-à-dire durant la première année complète d'exploitation, le coût du service associé à ces installations serait de 728 000 $. L'Office constate également que ces chiffres ont été ramenés à 640 000 $ selon les renseignements à jour fournis dans la Pièce B-149.

Si la méthode de calcul des droits proposée par Westcoast pour 1988 était mise en application, la société irait chercher auprès des utilisateurs du pipeline et des installations de traitement Tumbler Ridge environ 56 000 $ en revenus. Par conséquent, les autres payeurs de droits qui achètent du gaz de Westcoast devraient combler, par des droits plus élevés, la différence entre ces montants.

L'Office est conscient que Westcoast a passé cette entente d'achat en réponse à une lettre qu'elle a reçue du ministre d'Energie, Mines and Petroleum Resources de la Colombie-Britannique. L'Office comprend également que si la méthode de calcul qui est proposée relativement à ces installations n'est pas acceptée, Westcoast ne pourra vraisemblablement pas faire l'acquisition de ces installations.

Pour en arriver à sa décision relativement à cette question, l'Office a soigneusement soupesé les considérations pertinentes, dans un cadre régional et plus étendu, et a examiné les principes auxquels cette question peut faire appel en ce qui concerne l'établissement des droits.

Tout bien pesé, l'Office n'est pas persuadé qu'il devrait approuver une méthode de conception des droits qui ferait qu'un groupe de payeurs de droits pourrait être considérer comme versant en permanence des subventions importantes pour le compte d'un autre groupe. Ainsi, d'après la preuve produite à l'audience, l'Office a décidé que Westcoast ne devrait inclure aucun montant associé à la propriété et à l'exploitation des installations Tumbler Ridge dans la base des taux ou dans le coût du service des années d'essai de 1987 et 1988.

Par conséquent, Westeoast est priée d'enlever des estimations de son coût de service et de ses bases de taux pour 1987 et 1988 tous les coûts associés à la propriété et à l'exploitation du pipeline et des installations de traitement de gaz Tumbler Ridge."

2.2 Installations de gazoduc en service

2.2.1 Additions en immobilisations transférées au compte des IGES

Westcoast a demandé que soient transférées au compte des installations de gazoduc en service (IGES) des additions prévues de l'ordre de 83,582 millions de dollars et de 52,691 millions de dollars prévues pour 1987 et 1988 respectivement. Certains intervenants se souciaient des montants élevés des additions à la base des taux qui sont proposées pour les années d'essai.

Westcoast a déclaré que tous ces projets étaient nécessaires afin d'assurer le fonctionnement sûr et efficace de son réseau ou d'accroître sa capacité d'approvisionnement en raison de demandes de service de livraisons directes.

Westcoast a également déclaré que, si les projets n'étaient pas approuvés conformément à la Partie III de la Loi au moment où la décision serait prise à l'égard des droits, le coût de ces projets ne devrait pas être inclus dans la base des taux de l'année d'essai. La plupart des intervenants, notamment l'Association pétrolière du Canada (APC), ont appuyé cette position. De plus, l'APC a fait valoir que seuls le coût des projets qui était inclus dans la demande de droits de Westcoast devrait être compris dans la base des taux.

Au nombre des additions prévues et comprises dans la demande, telle que modifiée, on comptait six projets d'une valeur totale de 2,037 millions de dollars pour 1987 et cinq projets totalisant 1,772 million de dollars pour 1988, lesquels projets n'avaient pas été approuvés par l'Office, conformément à la Partie III de la Loi sur l'ONE, au moment où il a délivré l'ordonnance TG-7-87. Le tableau 2-2 donne la liste de ces projets.

Tableau 2-2
(000$)

Code de Projet	Description	Coût
	1987	
76000009	Amélioration des installations Tumbler Ridge	300
76000011	Pipeline Red Willow	1 306
77721003	Appareil de mesure électronique - McMahon	51
77721004	Appareil de mesure électronique - Pine River	162
77703002	Appareil de mesure électronique - Huntingdon/B.C. Hydro	48
77703004	Appareil de mesure électronique - Huntingdon	170
Total		**2 037**
	1988	
88519004[1]	Système de contrôle et de distribution du débit d'une conduite d'eau sulfurée	175
87703001	Installation d'un appareil de mesure électronique - Station de comptagne n° 2 d'Inland	40
87703002	Installation d'un appareil de mesure électronique - Station de comptagne n° 7 d'Inland	40
88519052	Installation d'une turbine "Expander"	1 500
89610011	Camionnette d'une demi-tonne équipée d'un radio THF - Réseau Tumbler Ridge	17
Total		**1 772**

1 Westcoast a retiré ce projet de sa demande pour 1988, présentée en vertu de l'article 49.

Westcoast a déposé une pièce justificative montrant que 92 projets pour 1987 et 8 pour 1988 excèdent ou devraient excéder les estimations approuvées conformément à la Partie 111 de la Loi. Les dépassements réels et prévus totalisent 642 000 $ pour 1987 et 119 000 $ pour 1988. Westcoast a

fourni des explications concernant les dépassements réels ou les augmentations prévus des coûts de tous les projets dont le coût est évalué à au moins 100 000 $.

Aucun intervenant ne s'est opposé expressément à l'inclusion de ces montants dans la base des taux.

Décision

L'Office n'est pas disposé à approuver L'inclusion, dans la base des taux, de montants relatifs à des projets qui n'ont pas été approuvés en vertu de la Partie III de la Loi. Par conséquent, Westcoast est priée d'exclure des additions prévues à ses installations tous les projets qui figurent à la liste du tableau 2-2 ainsi que tous les projets d'additions en immobilisations associés aux installations Tumbler Ridge (voir section 2.2 des présents motifs).

Le 8 octobre 1987, l'Office a approuvé, en vertu de la Partie III de la Loi, des projets totalisant 802 000 $ tels que détaillés dans la sixième modification apportée par Westeoast à sa demande présentée en 1987 en vertu de l'article 49 de la Loi. L'Office fait remarquer qu'aucun de ces projets n'était inclus dans la demande modifiée de Westcoast. Cependant, l'Office croit qu'il convient, dans ce cas, de permettre à Westcoast d'inclure ces montants dans ses bases de taux pour les années d'essai de 1987 et 1988 en vue de l'établissement de ses droits.

L'Office fait remarquer que si, par la suite, d'autres projets importants sont approuvés durant les années d'essai en vertu de la Partie III de la Loi, Westcoast pourra lui demander l'autorisation d'utiliser un compte de report dans lequel elle inscrirait tous les coûts associés à ces installations.

Bien que l'Office ait accepté d'inclure dans la base des taux les dépassements de coûts réels de 1987 et les augmentations prévues des estimations de certains autres projets, il est cependant d'avis qu'il faudrait établir une procédure pertinente pour rendre régulièrement compte de ces dépassements. Par conséquent, l'Office a ordonné à Westcoast de déposer, comme élément de son dernier rapport trimestriel de surveillance pour chaque année d'essai, un tableau détaillant tous les projetsdont les coûts réels dépassent les estimations y compris la provision de 10 pour cent à l'égard des dépassements de coûts de 10 000 $ ou de 10 pour cent si ce pourcentage est plus élevé. Ce tableau devra montrer, par projet, les estimations de coûts approuvées (y compris la provision de 10 pour cent à l'égard des dépassements de coûts) et le coût réel et fournir une explication de ces dépassements.

2.2.2 Rajustement des données prévues concernant les IGES

Étant donné que les dépenses réelles de Westcoast ont rarement égalé le coût des additions en immobilisations prévues, Westcoast a été questionnée sur la pertinence de rajuster les prévisions concernant ses IGES et la méthode à utiliser pour calculer le montant de ces rajustements. Deux méthodes ont été examinées; la première comparait les coûts réels aux coûts estimatifs des additions en immobilisations sur une période de deux ans, tandis que la deuxième comparait la valeur réelle à la valeur nette et estimative des installations de gazoduc en service, sur une période de cinq ans.

La preuve a démontré que le coût réel des additions en immobilisations faites par Westcoast représentait 90,7 pour cent des prévisions visant 1985 et 97,2 pour cent de celles visant 1986. D'autres données ont montré qu'au cours des cinq dernières années, le coût après rajustements des installations réelles en service était en moyenne de 0,16 pour cent inférieur aux prévisions.

À l'audience, Westcoast a indiqué que, s'il était nécessaire de rajuster les données concernant les IGES durant l'année d'essai, elle préférerait utiliser comme données le coût original de ses installations en service après rajustement.Elle a déclaré qu'elle préférait cette formule, parce que celle-ci tient compte des additions en immobilisations, des récupérations, des réformes, et des écarts au niveau de l'amortissement. Cependant, en réplique, Westcoast a soutenu qu'il n'y avait aucune raison de réduire les prévisions visant l'année d'essai et que les antécédents démontraient que, concernant les IGES, les différences entre les données réelles et prévues étaient sans importance.

Dans leurs plaidoiries, British Columbia Hydro and Power Authority (B.C. Hydro) et les co-intervenants, soit le Conseil des industries forestières de la Colombie-Britannique et Cominco Ltd. (COFI/Cominco), ont recommandé que le coût prévu des additions proposées aux installations soit réduit en fonction d'une comparaison du coût réel et du coût estimatif des additions en immobilisations.

Décision

L'Office fait remarquer que les prévisions fournies par Westcoast au sujet des coûts des additions, sur lesquels la société touche un revenu déterminé par le rendement alloué pour l'année d'essai, ont tendance à dépasser les coûts réels. Par conséquent, l'Office est d'avis que la base des taux de la société devrait être rajustée pour les années d'essai de 1987 et 1988. Des deux méthodes examinées, l'Office préfère celle du coût original des installations en service après rajustement. Par conséquent, Westcoast est priée de réduire de 0,16 pour cent les coûts des installations en service après rajustement visant 1987 et 1988, après s'être conformée aux décisions rendues par l'Office à la section 2.2.1.

2.2.3 Demandes présentées en vertu de l'article 49 de la Loi et rapports de surveillance

Au cours de l'audience, un certain nombre d'intervenants ont fait part de leurs préoccupations au sujet de la procédure actuelle d'instruction, par l'Office, des demandes présentées en vertu de l'article 49 de la Loi. Les intervenants se souciaient de ne pas recevoir normalement de copies de ces demandes et, par conséquent, de ne pouvoir commenter le bien-fondé des projets au stade de leur approbation en vertu de la Partie III de la Loi. Ces intervenants ont fait valoir que l'Office devrait obliger Westcoast à

signifier aux parties intéressées les demandes qu'elle a déposées en vertu de l'article 49 de la Loi et de leur offrir la possibilité de présenter des mémoires s'ils le désirent. Inland Natural Gas Co. Ltd. (Inland) a également prié l'Office d'ordonner à Westcoast de fournir à ses principaux payeurs de droits copie de ses rapports trimestriels de surveillance.

Westcoast a indiqué qu'elle n'était pas contre l'idée de fournir des renseignements aux parties intéressées, mais qu'elle ne croyait pas qu'elle devrait leur fournir des rapports trimestriels de surveillance puisqu'il s'agit-là de rapports administratifs. En ce qui concerne les demandes présentées en vertu de l'article 49 de la Loi, Westcoast s'inquiétait du fait que des interventions faites par les parties intéressées puissent entraver le processus d'approbation de projets courants par l'Office.

Décision

L'Office comprend le désir des parties intéressées d'être mieux informées au sujet de certaines questions qui peuvent avoir une incidence sur leurs intérêts. Cependant, cela dépasserait la portée de cette audience que d'ordonner que des modifications soient apportées aux procédures établies par l'Office relativement à l'instruction des demandes présentées en vertu de l'article 49 de la Loi.

L'Office désire indiquer que les préoccupations des parties seront portées à l'attention de l'Office pour une étude plus approfondie. L'Office fait remarquer que Westcoast a indiqué, à l'audience, qu'elle n'était pas contre l'idée de fournir des renseignements aux parties intéressées; ainsi, il semble possible que Westcoast et les parties intéressées pourraient résoudre ce problème sans son intervention.

En ce qui concerne les rapports trimestriels de surveillance, l'Office constate que ces rapports sont du domaine public et qu'ils sont utilisés par l'Office pour ses activités de surveillance. L'Office est d'accord avec Westcoast sur le fait qu'il ne s'agit que de rapports à caractère administratif. Par conséquent, l'Office est d'avis que Westcoast ne devrait pas être tenue de signifier copie de ces rapports à ses payeurs de droits.

2.2.4 Politique relative à la PFUDC

Westcoast avait pour règle de calculer les charges à recouvrer en tant que provision pour les fonds utilisés durant la construction (PFUDC) à partir des paiements en espèces liés à des projets impliquant des immobilisations, relativement à des postes comme les coûts directs de la main-d'oeuvre et des matériaux, et les paiements faits pour des travaux exécutés par des tiers. La charge mensuelle à recouvrer en vertu de la PFUDC était calculé en multipliant la moyenne des soldes des immobilisations en cours (IC) au début et à la fin du mois par un douzième du rendement approuvé de la base des taux. Ni les frais généraux ni la PFUDC, qui avaient déjà été ajoutés aux IC, n'étaient considérés dans le calcul.

Westcoast a demandé à l'Office l'autorisation d'inclure ses frais généraux dans le calcul mensuel, à compter des années d'essai de 1987 et 1988. La société croit que les frais généraux, qui comprennent surtout les traitements des ingénieurs et employés de la construction et les dépenses qui y sont associées, doivent être inclus dans la base du calcul de la PFUDC.

L'APC était contre l'idée d'inclure des frais généraux dans le calcul de la PFUDC en raison du montant de ces frais généraux indiqué dans la demande de la société. De l'avis de l'APC, les frais généraux semblent être insensibles aux changements apportés dans le montant des additions en immobilisations. Si les frais généraux sont trop élevés, la PFUDC sera alors calculée en fonction d'un montant similairement trop élevé.

Décision

L'Office est d'avis que le coût des frais généraux, comme tout autre coût supporté aux fins soit de la construction, soit de l'acquisition d'installations pipelinières, fait partie intégrante du coût des installations pipelinières. Par conséquent, la demande de Westcoast de considérer les frais généraux dans le calcul de la PFUDC est approuvée. Cependant, l'Office fait remarquer que, selon les prévisions présentées par Westcoast, le montant des frais généraux entraînés pour la construction durant chaque année d'essai devrait demeurer à un niveau relativement constant tandis que la valeur en dollars des additions en projets d'immobilisation durant la deuxième année d'essai devrait diminuer de beaucoup. Bien qu'il puisse y avoir des raisons pour expliquer cette situation à court terme, l'Office s'attendrait à ce que le coût des frais généraux suive, à long terme, la tendance des coûts de construction.

2.3 Gaz en canalisation

2.3.1 Gaz d'équilibrage

À l'audience, des intervenants ont souligné qu'ils craignaient que Westcoast puisse inclure, dans les données concernant le gaz dans ses canalisations, le gaz qui lui est livré par des expéditeurs directs. Dans un tel cas, Westcoast s'assurerait un revenu à même le gaz appartenant à des tiers.

Westcoast a déclaré qu'elle demande à tout expéditeur direct de lui fournir des stocks de gaz en quantité égale à ses besoins pendant une à deux journées avant de commencer les livraisons en aval de son réseau pour le compte de l'expéditeur. Ce gaz livré au préalable est considéré, par Westcoast, comme du gaz d'équilibrage.

En réplique, Westcoast a déclaré que les besoins de ses canalisations sont indépendants de ce gaz d'équilibrage.

Décision

L'Office est d'avis que les estimations de Westcoast concernant le gaz en canalisation ne comprennent aucun volume de gaz d'équilibrage. Par conséquent, l'Office accepte les estimations relatives au gaz en canalisation qui ont été préparées par Westcoast pour 1987 et 1988.

2.3.2 Évaluation du gaz en canalisation

Dans les motifs de la décision rendue en août 1986 à l'égard de la demande de Westcoast, l'Office avait ordonné à la société de concevoir une autre méthode d'évaluation du gaz en canalisation qui permettrait d'éliminer une bonne partie des aspects complexes de la méthode actuelle.

À l'audience, Westcoast a indiqué qu'elle avait pris en considération cette demande de l'Office et avait étudié différentes solutions. Westcoast a conclu qu'étant donné qu'elle s'est engagée, par contrat, à acheter de BCPC son gaz en canalisation et qu'en raison des variations saisonnières que connaît son facteur de charge, la méthode d'évaluation du gaz en canalisation actuellement utilisée s'avère la plus appropriée.

L'APC a recommandé d'obliger Westcoast à évaluer son gaz en canalisation en utilisant la même formule que TransCanada PipeLines Limited (TransCanada). Si cette proposition était acceptée, Westcoast déterminerait, pour son gaz en canalisation, une valeur normalisée qu'elle ne rajusterait que pour tenir compte des changements de prix.

Décision

Étant donné les fluctuations saisonnières du volume de gaz en canalisation, l'Office accepte la méthode proposée par Westcoast pour évaluer son gaz en canalisation durant les années d'essai de 1987 et 1988.

2.4 Frais payés d'avance - Petro-Canada Utility Exchange Agreement

Tous les comptes à payer et à recevoir résultant des ententes d'exploitation et des ententes d'échange entre services publics, relativement à l'installation de McMahon et à la raffinerie adjacente de PetroCanada Inc. (Petro-Canada), près de Taylor, en Colombie-Britannique, sont portés, par Westcoast, au compte 251 de l'ONE, comptes à payer et au compte 141, comptes à recevoir, de ses registres comptables conformément au Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs de l'ONE (RNCG). Cependant, dans sa demande de droits, Westcoast avait inclus ces montants dans les dépenses payées d'avance, ce qui fait qu'ils ont été considérés dans le calcul de la base des taux.

Au cours du contre-interrogatoire fait par l'APC, le témoin de la société a expliqué que même si Westcoast utilise la méthode de comptabilité de caisse, des produits et des charges sont inscrits mensuellement relativement aux montants liés à ces ententes. Ces inscriptions faites pendant le mois durant lequel le service est fourni ont pour effet d'accorder aux payeurs de droits un crédit immédiat par l'entremise du coût du service plutôt que de leur faire attendre le paiement, qui commande habituellement un délai de près de deux mois et demi.

Selon Westcoast, étant donné que les payeurs de droits sont immédiatement avantagés au niveau de leurs droits en raison de ces inscriptions mensuelles, la société devrait avoir droit à un revenu calculé selon le rendement sur les fonds entre le moment où ceux-ci sont crédités au coût du service et celui où le revenu est perçu. La société a déclaré que rien n'avait été prévu pour ce montant dans le calcul du fonds de roulement en espèce.

Décision

L'Office convient avec Westcoast qu'elle devrait être indemnisée relativement au délai qui s'écoule entre le moment où les montants sont inscrits et celui où ils sont perçus. L'Office fait remarquer que le délai est inhabituellement long. Cependant l'Office juge que la méthode actuellement utilisée par Westcoast pour inscrire ces montants dans ses registres comptables et les inclure dans sa demande de droits est toujours pertinente.

2.5 Recouvrement de charges de retraite supérieur aux besoins en fonds du régime de retraite

Après avoir ordonné à Westcoast de traiter les coûts de son régime de retraite conformément à la recommandation formulée par l'Institut canadien des comptables agréés (ICCA), tel qu'indiqué à la section 5.1.1.4 des présents Motifs, l'Office reconnaît qu'en procédant de cette façon, la société recouvrera des charges de retraite auprès de ses payeurs de droits avant que ces fonds ne soient exigibles.

Décision

L'Office est d'avis que la base des taux de Westcoast devrait donc être réduite d'un montant approprié. L'Office a donc décidé que la différence entre le montant applicable aux charges de retraite que Westcoast recouvre par ses droits et le montant véritablement engagées doit être inscrite dans un compte distinct. Pour déterminer la moyenne mensuelle de la base des taux, l'Office oblige Westcoast à déduire la moyenne des soldes d'ouverture et de clôture du mois de ce compte.

2.6 Politique de Westcoast concernant la capitalisation

Au cours du contre-interrogatoire par COFI/Cominco, Westcoast a expliqué que sa politique actuelle concernant la capitalisation, telle que formulée dans son Policy and Procedure Manual est en vigueur depuis 1978 et que sa dernière révision a été faite depuis un certain temps déjà. Le politique actuelle prévoit certaines limites minimales pour déterminer si un poste doit être classifié comme une dépense en capital ou des frais. Ces limites sont de 500 $ dans le cas des gros articles et de 100 $ dans celui de petits articles comme les fournitures de bureau, les outils, l'équipement de communication et d'autres articles du genre.

Certains intervenants étaient d'avis que ces limites ne sont plus pertinentes et qu'elles devraient être augmentées.

Décision

L'Office croit que les limites prévues dans la politique de capitalisation de Westcoast ne sont plus pertinentes et ordonne à la société de revoir sa politique, en tenant compte des révisions apportées en 1983 au RNCG qui, entre autres,

établit une limite de 5 000 $ pour déterminer si les articles accessoires doivent être traités comme des dépenses en capital ou comme des frais. Westcoast est requise de soumettre à l'approbation de l'Office une mise à jour de sa politique au plus tard le 1er avril 1988.

Chapitre 3
Dépréciation

3.1 Taux de dépréciation applicables aux nouvelles sections de la base des taux

C'est au cours de l'audience de 1986 concernant les droits à exiger par Westcoast que l'Office a approuvé la dernière fois des taux de dépréciation applicables aux installations de la société. Westcoast avait inclus, comme élément de cette demande, une étude des taux de dépréciation; la question de ces taux de dépréciation et la méthode de calcul à utiliser ont été examinés en profondeur au cours de l'audience.

Dans sa demande actuelle, Westcoast a sollicité l'approbation de taux applicables à de nouvelles installations, pour lesquelles elle a proposé de créer de nouvelles sections à sa base des taux. Voici la liste des installations et des taux proposés:

Section	Nom	Taux (%)
14(A)	Installations de gazoduc Sikanni	2,4
14(B)	Pipeline Sikanni	1,9
15	Pipeline Alces	2,5
16(A)	Installations Tumbler Ridge	1,8

Les taux que Westcoast cherche à faire approuver n'ont pas été calculés d'une façon compatible à la méthode approuvée. La société s'est justifiée en expliquant qu'au moment de présenter sa demande, elle ne disposait pas de renseignements suffisants concernant les réserves et les débits. Voilà pourquoi Westcoast s'est proposée d'appliquer les taux demandés aux deux années d'essai. Ces taux ont été déterminés de la façon suivante:

(i) en ce qui concerne le réseau Sikanni, que la société considère comme un prolongement du réseau de collecte Fort Nelson, les taux de dépréciation sont semblables à ceux applicables au réseau Fort Nelson;

(ii) en ce qui concerne les installations de gazoduc Alces, le taux est établi d'après une durée utile de 40 ans des installations, étant donné le manque de données et l'inexistance d'installations comparables; et

(iii) quant au pipeline et aux installations Tumbler Ridge, lesquels se trouvent dans la même région et sont semblables à l'installation Pine River et au pipeline Grizzly, les taux proposés sont les mêmes que dans le cas des installations existantes.

Les intervenants ont considéré que le cheminement suivi par Westcoast est non seulement incompatible avec la méthode approuvée par l'Office, mais qu'il s'en éloignait. Ils étaient généralement contre l'idée d'approuver des taux déterminés à partir d'une méthode différente de celle approuvée par l'Office.

Décision

Étant donné la décision de l'Office décrite à la section 2.1 à l'égard des installations Tumbler Ridge, il n'est pas nécessaire de prendre une décision concernant les taux de dépréciation applicables à ces sections de la base des taux.

En ce qui concerne les taux appropriés aux installations de gazoduc et au pipeline Sikanni ainsi qu'au pipeline Alces, l'Office approuve les taux sollicités dans la demande de la société pour la période allant du 1er janvier 1987 au 31 décembre 1988. Ces taux sont approuvés pour les années d'essai, étant donné que le manque de données empêche Westcoast d'utiliser actuellement la méthode approuvée. Cependant l'Office s'attend à ce que, dans sa prochaine demande, Westcoast calcule les taux de dépréciation applicables à ces sections d'une façon compatible avec la méthode approuvée conformément à l'ordonnance TG-4-86.

3.2 Taux de dépréciation applicables au matériel de transport

Westcoast a utilisé un taux de dépréciation de 23 pour cent dans le cas des véhicules dont la masse totale en charge est inférieure à 5 tonnes. Ce taux, qui a été approuvé par l'Office dans sa décision de 1986, se fondait sur une étude de dépréciation qui démontrait que la société à l'habitude de remplacer les véhicules de ce type après trois années d'utilisation.

B.C. Hydro et Inland étaient toutes deux d'avis que la durée utile de ces véhicules était plutôt de l'ordre de quatre ans et plus et, par conséquent, considèrent comme excessif le taux actuel de dépréciation. Westcoast a indiqué qu'elle réviserait ce taux au cours de sa prochaine étude des taux de dépréciation.

Décision

L'Office remarque que Westcoast se propose d'étudier la pertinence de ce taux dans le cadre de sa prochaine étude des taux de dépréciation. Entre temps, l'Office approuve l'application d'un taux de dépréciation de 23 pour cent à ce matériel durant les années d'essai de 1987 et 1988.

Chapitre 4
Coût du capital

Dans sa demande modifiée, Westcoast a sollicité des rendements de la base des taux de 12,28 et 12,21 pour cent pour les années d'essai 1987 et 1988, respectivement. Ces taux se rapprochent du rendement global de 12,10 pour cent actuellement approuvé. Les taux de rendement demandés sont calculés à partir des capitalisations moyennes présumées, chacune correspondant à la base moyenne des taux plus la valeur des IC prévues pour chaque année d'essai.

Tableau 4-1
Composition moyenne présumée du capital et rendement demandés quant à l'année d'essai de 1987

	Montant (000$)	Composition du capital (%)	Taux du coût (%)	Composante du coût (%)
Dette Consolidée	398 397	53,44	11,44	6,12
Non consolidée	51 984	6,97	10,19	0,71
Total, capital d'emprunt	450 381	60,41		6,83
Capital-actions privilégiées	34 200	4,59	8,09	0,37
Actions ordinaires	260 928	35,00	14,50	5,08
Capitalisation totale	**745 508**[1]	**100,00**		
Rendement de la base des taux				**12,28**

1 La somme des chiffres ne correspond pas exactement au total en raison de l'arrondissement fait par ordinateur.

Tableau 4-2
Composition moyenne présumée du capital et rendement demandés quant à l'année d'essai de 1988

	Montant (000$)	Composition du capital (%)	Taux du coût (%)	Composante du coût (%)
Dette Consolidée	469 535	58,84	11,18	6,58
Non consolidée	14 921	1,87	10,75	0,20
Total, capital d'emprunt	484 456	60,71		6,78
Capital-actions privilégiées	34 200	4,29	8,09	,35
Actions ordinaires	279 277	35,00	14,50	5,08
Capitalisation totale	**797 933**	**100,00**		
Rendement de la base des taux				**12,21**

Les capitalisations moyennes présumées de 1987 et 1988, telles que demandées et modifiées, les taux des différents coûts qui y correspondent et les rendements globaux sollicités sont présentés aux tableaux 4-1 et 4-2, respectivement et étudiés de façon détaillée aux sections suivantes de ce chapitre.

4.1 Dette consolidée

Dans sa mise à jour définitive, Westcoast a demandé, pour déterminer le coût de la dette consolidée des années d'essai 1987 et 1988, des taux de coût de 11,44 pour cent et de 11,18, respectivement, qu'elle a calculés à l'aide de la méthode dite du produit net. Ces taux ont été calculés d'une manière compatible à la méthode utilisée dans les demandes antérieures relatives aux droits. Selon la méthode demandée, la société a calculé les taux de coût de la dette consolidée en divisant les frais financiers, y compris l'amortissement de l'escompte et des frais de la dette et les gains relatifs aux achats de fonds d'amortissement, par le produit net de la dette impayée.

Pour déterminer le montant du produit net de la dette impayée applicable à ses activités de service public, Westcoast à d'abord déterminé le montant du produit brut à affecter au service public par émission d'obligations en circulation, en utilisant la méthode de répartition acceptée par l'Office selon les motifs de décision rendus publics en août 1986 à l'égard d'une demande de Westcoast. La société a multiplié les montants du produit brut ainsi obtenus par le pourcentage original du produit net de chaque émission d'obligations, afin d'obtenir le montant (en dollars) de la dette impayée. Westcoast ne croit pas que le produit d'une émission d'obligations augmente au cours des années, bien que les frais d'émission soient recouvrés durant la période où les obligations sont en circulation.

Pour établir le solde de sa dette consolidée et le taux de coût connexe de 1988, la société a ajouté à son calcul des montants concernant les obligations non garanties, porteuses d'un intérêt de 11,55 pour cent émises le 26 août 1987 et les obligations qui devaient être lancées à une date ultérieure en 1987. Le coût de cette dernière émission a également été évalué en supposant un taux global pour la société de 11,55 pour cent à long terme. En ce qui concerne ces émissions, la société a reconnu que les montants inclus dans le calcul de sa dette consolidée prévue pour 1988 sont effectivement des

estimations des montants à affecter à son service public. Westcoast a confirmé qu'elle affecterait en permanence une partie de chacune de ces émissions d'obligations à son service public à la fin de l'année d'essai de 1987.

La validité de la méthode utilisée par la société pour calculer les soldes de sa dette consolidée et les taux de coût connexes a été mise en doute au cours de l'audience. Le témoin-expert de B.C. Hydro n'était pas d'accord sur la façon dont la société s'y est prise pour utiliser la formule du produit net. Ce témoin était d'avis qu'étant donné que les frais d'émission d'obligations sont amortis et recouvrés dans le coût de la dette, le produit net de chaque émission augmente en fonction du montant de l'amortissement recouvré. Par conséquent, la méthode de la société sous-estime les soldes de la dette consolidée et des actions privilégiées compris dans la demande et sur-estime les coûts associés à ceux-ci et les soldes de la dette non consolidée.

Ce témoin a fait valoir qu'à mesure que la société reçoit le montant de l'amortissement de chaque année, il y a augmentation du montant des produits nets pouvant être investis dans la base des taux et dans les IC. À son avis, le montant cumulatif des frais d'émission recouvrés représente effectivement pour Westcoast un capital exempt de coût. Selon le raisonnement de ce témoin, le coût de la dette consolidée serait calculé, en divisant les frais financiers, y compris l'amortissement de l'escompte et des frais de la dette et les gains relatifs aux achats de fonds d'amortissement par le produit brut de la dette impayée (moins le solde moyen non amorti des frais d'émission de la dette).

Westcoast ne partageait pas le point de vue selon lequel le recouvrement des frais d'émission des obligations lui permet d'obtenir du capital sans frais. Cependant, B.C. Hydro a fait valoir que les payeurs de droits de la société remboursent ces frais à Westcoast au cours des années, ce qui assure à la société des fonds qu'elle peut investir dans des actifs. D'après B.C. Hydro, ces frais étaient recouvrés auprès des payeurs de droits et, par conséquent, ils devraient être inclus dans la composition du capital du service public.

Décision

L'Office reconnaît que les deux méthodes présentées ne sont pas sans valeur. Cependant, l'Office n'a pas été convaincu, durant l'instance, qu'une méthode serait préférable à l'autre. De plus, l'Office est d'avis que les incidences possibles des deux méthodes n'ont pas été étudiées complètement à l'audience.

Par conséquent, l'Office accepte les soldes demandés et les taux de coût associé à la dette consolidée pour les années d'essai de 1987 et 1988. Cependant, l'Office avise les parties qu'il pourra examiner cette question plus en détail à la prochaine audience sur les droits de la société.

4.2 Dette non consolidée

La société avait d'abord demandé, à l'égard des soldes prévus de sa dette non consolidée en 1987 et 1988, un taux de coût de 10,75 pour cent, le même que celui que Westcoast a prévu pour sa dette globale à long terme. Par la suite, Westcoast a révisé sa demande et sollicité un taux de 10,19 pour

cent pour 1987 et de 10,75 pour 1988. Le taux de 1987 représentait une combinaison des taux d'intérêt à long et à court termes existants et prévus; celui de 1988 était une combinaison de taux prévus.

Le témoin-expert de Westcoast a défendu le taux demandé par la société pour 1987, mais s'est dit d'avis qu'un taux global à long terme devrait être utilisé pour 1988. À cet égard, le témoin faisait une distinction entre une année d'essai qui était partiellement écoulée et une à venir. Ce témoin croyait qu'en général, un taux combiné ne devrait pas être utilisé durant l'année d'essai projetée parce qu'il n'inciterait pas le service public à faire preuve du meilleur discernement pour obtenir des fonds au coût le plus bas possible. D'après ce témoin, un taux global à long terme approprié à 1988 serait de l'ordre de 11 à 11,10 pour cent, en utilisant, comme fondement, le taux des obligations à long terme du gouvernement du Canada, soit 9,75 pour cent, et un intervalle de 125 à 135 points de base.

Bien qu'il n'était pas contre l'idée d'utiliser un taux combiné pour 1987, le témoin de l'APC a déclaré qu'il était toujours d'avis qu'il faudrait utiliser un taux global à long terme pour calculer le coût des soldes de la dette non consolidée. À cet égard, le témoin a fait observer qu'un taux à long terme de 11 pour cent pour 1988 représentait une estimation prudente fondée sur les circonstances actuelles.

B.C. Hydro n'était pas d'accord avec la proposition de déterminer le coût des soldes de la dette non consolidée à partir d'un taux d'intérêt à long terme. À son avis, la dette non consolidée comprend à la fois une part de dette à long terme et une part de dette à court terme, et le taux pertinent à autoriser devait être une combinaison des deux. Bien qu'il appuyait l'idée du taux combiné, le témoin de BCPC était d'avis que Westcoast serait capable d'émettre des obligations à long terme à un taux de 10,50 pour cent en 1988 si elle s'y prenait au moment opportun. Ce taux était calculé en fonction du taux prévu de 9,30 pour cent pour les obligations à long terme du gouvernement du Canada et d'un intervalle de 120 points de base entre le taux des obligations à long terme du Canada et celui des obligations de la société. Westcoast a fait valoir que de telles prévisions du taux des obligations à long terme du gouvernement pour 1988 n'étaient pas réalistes et qu'un intervalle de 120 points de base représentait certainement le minimum d'un intervalle raisonnable.

Décision

L'Office croit que, comme principe, le coût des soldes de la dette non consolidée devrait être calculé en utilisant les taux d'intérêt globaux prévus à long terme, à moins que des circonstances associées à un cas particulier montrent qu'il faudrait utiliser un taux différent. L'Office fait observer que la dette non consolidée représente une obligation à long terme que la société s'attend de lancer sur le marché afin de financer les actifs fixes, à long terme, de son service public.

Quant à 1987, l'Office reconnaît que l'année est partiellement écoulée et que la société a tenu compte du moment de l'émission de ses obligations en 1987 pour déterminer le taux combiné de 10,19 pour cent qu'elle demande. L'Office juge approprié d'utiliser pour 1987 une combinaison des taux d'intérêt à long terme et à court terme et accepte le taux demandé qu'il considère raisonnable.

Quant à 1988, Westcoast a indiqué, au cours du contre-interrogatoire, qu'elle avait l'intention de lancer une émission d'obligations à long terme durant cette année d'essai. Par conséquent, l'Office juge pertinent de calculer le solde prévu de la dette non consolidée de la société en utilisant un taux global à long terme. L'Office est d'avis qu'un taux de coût de 11 pour cent est raisonnable.

4.3 Capital-actions privilégiées

Westcoast a demandé un taux de coût de 8,09 pour cent pour ses actions privilégiées quant aux deux années d'essai. Ce taux a été calculé en utilisant la formule du produit net, laquelle est compatible avec la méthode utilisée par la société pour établir le coût de sa dette consolidée. Selon la formule proposée dans la demande de la société, le coût des actions privilégiées est calculé en divisant le dividende requis, plus l'amortissement annuel des frais d'émission, par le produit net original des actions privilégiées.

Tel qu'élaboré à la section 4.1, le témoin de B.C. Hydro s'est opposé à l'utilisation de cette formule. Selon ce témoin, une telle formule sous-estime le montant (en dollars) des actions privilégiées incluses dans la composition du capital demandé, et sur-estime les taux de coût connexes.

Décision

Pour être conforme à sa décision rendue à la section 4.1, l'Office accepte les soldes demandés du capital-actions privilégiées et le taux du coût associé de 8,09 pour les années d'essai de 1987 et 1988. Cependant, l'Office pourra étudier à une prochaine audience sur les droits si la formule de la société est toujours pertinente.

4.4 Ratio des actions ordinaires

La société a demandé un ratio présumé de 35 pour cent pour les années d'essai 1987 et 1988, soit le même ratio que celui actuellement approuvé. Le témoin-expert de Westcoast était d'avis qu'un ratio de 35 pour cent devrait être considéré comme un minimum en raison des risques d'affaires accrus et des nombreuses incertitudes auxquelles la société doit faire face. Le témoin considérait que le marché à l'exportation et le maintien en vigueur de l'accord passé avec BCPC figuraient au nombre des grandes incertitudes auxquelles la société devait faire face.

Plusieurs intervenants se sont prononcés sur cette question au cours de l'audience. Le témoin de BCPC a recommandé d'approuver le ratio des actions ordinaires demandé relativement aux années d'essai. Cette position s'écarte de celle qu'il avait prise à l'audience sur les droits de 1983 de la société, audience au cours de laquelle il avait recommandé un ratio de 33 pour cent. En recommandant le maintien du ratio actuellement approuvé, ce témoin reconnait le fait que la méthode de réglementation de la société a changé depuis sa dernière comparution devant l'Office. Les témoins de B.C. Hydro et de l'APC ont recommandé de réduire à 30 et à 32 pour cent, respectivement, le ratio présumé des actions ordinaires.

Dans son évaluation du caractère raisonnable de la demande de la société qui sollicite le maintien, à 35 pour cent, du ratio présumé de ses actions ordinaires, l'Office s'en tient surtout aux trois facteurs suivants:

(i) les risques d'affaires applicables aux activités de service public de Westcoast (risques d'affaires);

(ii) la nécessité de maintenir un équilibre approprié entre les éléments dette et actions de la capitalisation présumée du service public (équilibre entre la dette et les actions); et

(iii) la nécessité de maintenir un équilibre approprié entre le financement par actions attribuées au service public selon une formule de présomption et cette partie du financement consolidé réel qui est tacitement associée aux activités non liées au service public, aussi appelées activités non réglementées dans le présent rapport, de la société (interfinancement).

(i) Risques d'affaires

En ce qui concerne les risques d'affaires, le témoin de la société était d'avis qu'il y avait eu un certain accroissement des risques depuis la dernière audience sur les droits de Westcoast. Le témoin de BCPC croyait que depuis l'audience de l'an dernier, les investisseurs avaient perçu une augmentation modeste des risques globaux d'affaires de la société. Le témoin de l'APC a déclaré qu'à son avis, il n'y avait pas eu de changement significatif des risques d'affaires courus cette année par rapport à ceux de l'an dernier. Il a de plus ajouté que, si les requêtes de la société concernant les lettres de crédit et les cas de force majeure étaient approuvées, cela reviendrait à réduire les risques d'affaires à court terme de Westcoast. Le témoin de B.C. Hydro n'a pas fait d'analyse détaillée des risques d'affaires du service public, mais a indiqué que les commentaires du témoin-expert de la société à cet égard lui semblaient raisonnables.

Les risques d'affaires de Westcoast, en regard de ceux des autres pipelinières réglementées par l'Office, ont également été étudiés à l'audience. L'APC a notamment avancé l'argument selon lequel les risques d'affaires de la société ne différaient pas de beaucoup de ceux de TransCanada. Westcoast a répondu que les activités de son service public étaient manifestement beaucoup plus risquées que celles de TransCanada, signalant les différences entre les deux sociétés et les changements survenus depuis la première fois où l'Office a déterminé qu'un ratio d'actions ordinaires de 35 pour cent était raisonnable en ce qui concerne ses activités de pipelinière.

(ii) Équilibre entre la dette et les actions

Pour prouver que la composition du capital présumée, telle que demandée, permettrait de maintenir un équilibre pertinent entre les éléments dette et actions, le témoin de Westcoast a souligné la similitude qui existe entre la composition du capital demandée et celle du capital actuellement approuvée. Le témoin de BCPC a déclaré qu'il n'y avait pas de raison de croire qu'en approuvant un ratio d'actions ordinaires de 35 pour cent, cela pourrait nuire à la solvabilité et à la souplesse financière de la société.

(iii) Interfinancement

En ce qui concerne la question de l'interfinancement possible, on a fait remarquer, au cours du contre-in-terrogatoire, que, lorsque la société fait l'acquisition d'une filiale pétrolière et gazière qui n'est pas un service public, elle a pour politique de financer cette acquisition à raison de 40 pour cent de dette

et de 60 pour cent d'actions. De plus, Westcoast a fait valoir que le choix de la composition du capital approprié aux activités non réglementées de la société relève en fait de sa gestion. La société a soutenu qu'il n'y a pas d'interfinancement et, pour appuyer ses dires, a produit une lettre de la Banque royale du Canada (Banque royale) concernant le niveau et les conditions probables de financement, par emprunt à terme, que Westcoast Petroleum Ltd. (Westcoast Petroleum) peut obtenir. Westcoast a soutenu que la possibilité de Westcoast Petroleum de contracter sa propre dette constitue la preuve qu'il n'y a pas d'interfinancement.

Le témoin de BCPC jugeait raisonnable le ratio d'actions ordinaires de 35 pour cent calculé d'après une évaluation des deux premiers critères établis par l'Office, mais a conclu que le solde du financement par actions affecté aux activités non réglementées était bas en regard d'un échantillon de producteurs pétroliers et gaziers du Canada. Le témoin de l'APC s'inquiétait du fait que les ratios de couverture d'intérêt prévus pour les investissements faits ailleurs que dans le service public étaient inférieurs à ceux qu'obtiennent Westcoast pour ses activités de service public et d'autres industrielles que des services publics. Le témoin de B.C. Hydro craignait qu'il n'y ait possibilité d'interfinancement parce que son analyse démontrait que, si un ratio d'actions ordinaires de 35 pour cent était établi à l'égard des activités de service public de Westcoast, le ratio des actions qui en résulterait pour ses activités non réglementées serait insuffisant, étant donné les risques d'affaires inhérents à ces activités.

Décision

Pour évaluer le caractère raisonnable du ratio d'actions ordinaires demandé, l'Office croit qu'il faut avant tout prendre en considération les facteurs concernant les risques d'affaires auxquels s'exposent le service public et le maintien d'une composition équilibrée du capital. L'Office est d'avis qu'au niveau des risques d'affaires fondamentaux aux quels s'expose Westcoast, il n'y a pas eu de changement important depuis l'instance de l'an dernier. De plus, l'Office trouve que les compositions de capital demandées sont raisonnablement bien équilibrées et ne croit pas qu'elles nuiraient à la solvabilité et à la souplesse financière du service public. En se fondant sur ces deux facteurs, l'Office constate qu'un ratio présumé de 35 pour cent des actions ordinaires est toujours raisonnable. Pour en arriver à cette conclusion, l'Office croit que les risques d'affaires fondamentaux auxquels sont actuellement exposées les activités de service public de la société sont quelque peu supérieurs à ceux de TransCanada.

Quant à la question de l'interfinancement, l'Office n'a été persuadé d'aucune façon par la lettre de la Banque royale ni n'a été convaincu par l'autre témoignage sur la question selon lequel l'interfinancement possible des activités non réglementées de la société pose un problème à ce moment-ci.

Par conséquent, l'Office approuve le ratio présumé de 35 pour cent à l'égard des actions ordinaires pour les années d'essai 1987 et 1988.

4.5 Rendement des actions ordinaires

Dans sa demande, Westcoast a sollicité un rendement de 14,50 pour cent de ses actions ordinaires pour 1987 et 1988. Pour appuyer le taux demandé, la société s'est fiée aux conseils de son témoin-expert. Pour en arriver à sa recommandation originale de 14,50 pour cent, ce témoin a examiné les résultats de ses analyses des gains comparables, du flux monétaire actualisé (FMA) et de la prime de capital-risques. Après le début de la phase 2 de l'audience, le témoin a mis à jour les résultats obtenus au moyen de ses différentes techniques d'évaluation des coûts et ramené sa recommandation à 14 3/8 pour cent.

Le témoin de l'APC avait d'abord recommandé un rendement des actions ordinaires se situant dans la fourchette de 12 5/8 pour cent à 12 7/8 pour cent pour 1987 et 1988. À sa comparution à l'audience, il a recommandé que soit adopté le maximum de cette fourchette pour 1988 afin de tenir compte de l'augmentation apparente, selon lui, du degré d'incertitude associé aux conditions financières futures depuis la préparation de son témoignage. Les recommandations du témoin étaient fondées sur les résultats obtenus de l'application des formules du FMA et de la prime de capital-risques.

Le témoin de BCPC a recommandé un taux de rendement des actions ordinaires se situant dans la fourchette de 12,80 à 13,10 pour cent pour les années d'essai. Pour en arriver à cette conclusion, ce témoin s'est inspiré des résultats de ses techniques d'évaluation des gains comparables, de la prime de capital- risques et du modèle d'équilibre des marchés financiers (MEMF).

B.C. Hydro était d'avis qu'un rendement de 12,50 à 13 pour cent était actuellement approprié aux actions ordinaires de Westcoast. Le témoin de B.C. Hydro se fondait sur les données fondamentales présentées par le témoin-expert de la société pour évaluer le coût du capital de risque des activités de service public de Westcoast.

Pour en arriver à sa recommandation finale, le témoin de la société a appliqué un facteur de pondération de 50 pour cent aux résultats de son analyse des gains comparables et en est arrivé à la conclusion que le rendement moyen de la valeur comptable du capital de risque des entreprises industrielles stables serait d'environ 14,50 pour cent durant tout le cycle actuel de rendement des entreprises si l'on tient compte des rendements obtenus de 1983 à 1986 et de ceux prévus pour le reste du cycle. À cet égard, BCPC ne voyait aucune différence entre l'utilisation par le témoin, aux fins de cet examen, des données réelles et prévues ou des rendements observés pour un cycle partiel de rendement des entreprises. BCPC a fait valoir que pour utiliser une telle formule, le témoin doit établir des prévisions spéculatives, ce qui jette un doute sur la validité des résultats.

En ce qui concerne les résultats de son analyse du FMA, le témoin de la société estimait que le coût de base du capital de risque était de 12,30 pour cent. Le rajustement de ce taux ainsi de refléter un ratio marché/valeur comptable de 1,15 a permis d'obtenir un coût final du capital de risque de 13,40 pour cent. D'après les résultats de son analyse de la prime de capital-risques, auxquels il a associé un facteur de pondération de 30 pour cent, le témoin en a conclu que le rendement nécessaire des investissements de Westcoast était de 13,50 pour cent; ce rendement comprenait le taux prévu de 9,75 pour cent des obligations à long terme du gouvernement du Canada et une prime de capital-risques de 3,75 points de pourcentage. En rajustant le coût de base du capital de risque selon la même formule que celle utilisée pour rajuster les données de l'analyse du FMA, on a obtenu un coût des actions ordinaires de 14,75 pour cent.

On a fait observer au cours du contre-interrogatoire que, malgré le fait que les taux prévus des obligations à long terme du gouvernement du Canada pour 1987 et 1988 étaient de 25 points de base supérieurs à ce qu'ils étaient en 1986, le témoin de la société a recommandé pendant l'audience un rendement des actions ordinaires inférieur d'environ 60 points de base. Ce témoin a fait remarquer que le taux de 15 pour cent recommandé l'an dernier reflétait les résultats obtenus des trois mêmes techniques d'évaluation de coût qui ont été utilisées durant cette instance, c'est-à-dire la formule des gains comparables (15,25 pour cent), la formule du FMA (de 14 à 14,70 pour cent) et celle de la prime de capital-risques (14 pour cent). Le témoin a indiqué que si, à l'audience, il avait recommandé un rendement inférieur des actions ordinaires, c'était tout simplement parce qu'il s'en était tenu au principe selon lequel les résultats de l'analyse des gains comparables devraient être considérés en premier lieu. L'Office note que, dans cette instance, les estimations des gains comparables faites par le témoin sont de 75 points de base inférieures à ce qu'elles étaient à la dernière audience concernant les droits de la société.

En se fondant sur les résultats obtenus des formules du FMA et de la prime de capital-risques, le témoin de l'APC a conclu que le taux de rendement exigé par les investisseurs ne dépassait pas 12 et 12,25 pour cent selon les deux formules respectives. Pour en arriver à sa recommandation définitive concernant Westcoast, ce témoin a tenu compte du niveau récent des taux d'intérêt et de leur volatilité en perspective, de sa recommandation concernant le ratio des actions ordinaires et de la nécessité de conserver une marge de sécurité afin de réduire au minimum les probabilités de dilution. Au cours du contre-interrogatoire, le témoin a indiqué que la principale raison pour laquelle il a jugé bon de rajuster les résultats qu'il avait d'abord obtenus était de s'assurer que le rendement autorisé des actions ordinaires serait équitable même si les conditions du marché financier changeaient sensiblement au cours des années d'essai.

L'APC a fait observer, au cours de la plaidoirie, que les résultats fondamentaux des analyses du FMA faites par son témoin et par celui de la société étaient pratiquement les mêmes et que cette similitude a fortement contribué à l'idée de se fier principalement aux résultats de la formule du FMA. En ce qui concerne la technique d'évaluation du coût de la prime de capital-risques, on a noté que les témoins de la société et de l'APC ont utilisé, dans leurs analyses respectives, des prévisions de 9,75 pour cent en ce qui concerne le taux des obligations à long terme du gouvernement du Canada. La différence entre leurs résultats était essentiellement attribuable à leur évaluation différente des risques de Westcoast en regard de ceux de tout le marché.

Lorsqu'on lui a demandé de commenter le fait que, cette année, les prévisions du rendement des obligations à long terme du gouvernement du Canada sont légèrement supérieures à celles de l'an passé, le témoin de l'APC a déclaré que le coût du capital de la dette à long terme a sans aucun doute augmenté de façon marginale. Cependant, cela ne montre pas nécessairement, selon lui, qu'il y a eu augmentation du coût du capital de risque. Il a déclaré que, dans la mesure où l'augmentation du taux des obligations à long terme du gouvernement du Canada traduit les risques additionnels auxquels s'exposent les investisseurs dans des obligations en raison de la possibilité d'une perte de pouvoir d'achat, il n'est pas nécessaire de faire se refléter cette augmentation dans le rendement des actions. Il a fait valoir que ce risque ne s'étend pas aux investisseurs à long terme dans des actions ordinaires.

Le témoin de BCPC s'en remettait surtout aux résultats de ses analyses des gains comparables et du coût de la prime capital-risques et a utilisé les résultats qu'il a obtenus à partir de la formule MEMF pour vérifier si les résultats obtenus à partir des deux autres formules étaient raisonnables. En appliquant la formule des gains comparables à un échantillon d'entreprises industrielles à faible risque,

ce témoin en est arrivé à la conclusion qu'au cours des deux derniers cycles complets de rendement des entreprises, des rendements moyens de 14,20 à 14,40 pour cent étaient plus que suffisants pour permettre à une entreprise industrielle typique à faible risque de maintenir un ratio marché/valeur comptable supérieur à 1,15. Avant rajustement, cette fourchette était comparable au taux de 14,50 pour cent qu'a obtenu le témoin de la société au moyen de la formule des gains comparables. Le témoin de BCPC a ensuite diminué son coût du capital de risque de 120 points de base, ce qui a donné un niveau de 13 à 13,20 pour cent. Il a fixé un premier rajustement de 30 points de base en se fondant sur son évaluation des risques moindres des activités de service public de Westcoast en regard de ceux d'une entreprise industrielle typique comprise dans son échantillon. Il a ensuite réduit ses résultats de 40 autres points de base afin de tenir compte de la probabilité que le taux d'inflation des deux années suivantes serait probablement de beaucoup inférieur au taux moyen enregistré durant les deux périodes à l'étude. Il a jugé nécessaire de faire un dernier rajustement de 50 points de base, étant donné que les rendements observés chez les sociétés comprises dans son échantillon étaient associés à des ratios marché/valeur comptable sensiblement supérieurs aux niveaux nécessaires pour assurer le maintien de l'intégrité financière de ces entreprises industrielles dans une situation boursière normale.

Le témoin de la société a reconnu que, pour utiliser de cette façon la technique d'évaluation des gains comparables, il faut faire une appréciation afin d'apporter les rajustements rendus nécessaires par le fait que le dernier cycle de rendement des entreprises s'est caractérisé par des taux élevés d'inflation. Cependant, il a rejeté la nécessité de rajuster le ratio marché/valeur comptable et a fait valoir que, n'eussent été les derniers taux élevés d'inflation, ces ratios n'auraient pas été aussi élevés. Westcoast a soutenu qu'en rajustant le rendement en raison du taux d'inflation et des ratios marché/valeur comptable, cela revient à faire les rajustements en double.

Le témoin de BCPC accordait également beaucoup de poids aux résultats de son analyse de la prime de capital-risques. Après avoir fait trois versions des calculs à partir de la formule de la prime capital-risques et attribué un facteur égal de pondération aux résultats obtenus chaque fois, le témoin a déterminé une fourchette de 12,30 à 13,30 pour cent. De plus, la fourchette de 12,80 à 13,20 pour cent obtenue à partir des résultats qu'il a obtenus au moyen de la formule MEMF n'a fait que confirmer sa recommandation finale.

Le témoin de B.C. Hydro en est arrivé à la conclusion que les données du FMA fournies par le témoin de la société corroboraient un rendement des actions ordinaires de l'ordre de 12,10 à 12,30 pour cent. Le minimum de cette fourchette représentait le coût de base du capital de risque de deux échantillons de services publics; ce témoin était d'avis que l'application de la formule du FMA à l'échantillon de services publics ne donnait lieu à aucun cercle vicieux. En tenant compte du changement survenu au niveau des taux d'intérêt et du rendement nécessaire des actions à compter du début de l'année, le témoin est arrivé à la conclusion que des estimations de coûts plus actuelles seraient de 25 à 50 points de base supérieures à la fourchette de 12,10 à 12,30 pour cent. Sa fourchette révisée associée à l'analyse de la prime de capital-risques était de l'ordre de 11,75 à 12,75 pour cent, ce qui comprenait le taux de 9,75 pour cent prévu pour les obligations à long terme du gouvernement du Canada et un intervalle de prime de risque de deux à trois points de pourcentage. Cet intervalle était en partie fonction de son évaluation des risques courus par Westcoast par rapport à l'ensemble du marché. Ce témoin en est arrivé à la conclusion qu'une valeur bêta de .50, c'est-à-dire la même que celle utilisée par le témoin de l'APC, était appropriée aux activités de service public de Westcoast. Cette valeur diffère beaucoup de celle de 0,75 utilisée par le témoin de la société. En ce qui concerne les gains comparables, son analyse des données fournies par le témoin de la société a démontré que le coût du capital de risque se situait probablement dans la fourchette de 8,70 à 14,75 pour cent, mais il n'avait

aucune preuve permettant d'indiquer où devrait se situer le taux de rendement dans cette fourchette et n'a donc accordé aucune pondération aux données fournies.

Décision

L'Office a constaté que deux des témoins-experts qui ont comparu à l'audience accordaient beaucoup d'importance à la formule des gains comparables. L'Office n'en a pas moins continué de douter que les anciens taux élevés d'inflation pouvaient modifier l'utilité de cette formule pour évaluer le rendement équitable des actions ordinaires. De plus, en ce qui concerne l'analyse des gains comparables faite par le témoin de la société, l'Office remarque les difficultés inhérentes à l'établissement de prévisions exactes concernant les taux de rendement pour le reste du cycle actuel de rendement des entreprises. Le témoin de BCPC a cherché à remédier à certaines de ces lacunes lorsqu'il a mis en application la formule. L'Office croit qu'en rajustant les résultats originaux que le témoin avait observés pour tenir compte des taux d'inflation et des ratios marché/valeur comptable, ce témoin a, dans une certaine mesure, surestimé le rajustement à la baisse nécessaire. L'Office constate aussi que ce témoin s'est fondé sur son jugement personnel pour déterminer l'importance des rajustements à faire.

En ce qui concerne la formule du FMA, l'Office a fait remarquer que les témoins de la société et de l'APC ont appliqué cette technique à des groupes d'industrielles. Bien qu'à partir de leurs résultats respectifs, les éléments de rendement des actions étaient raisonnablement semblables, les deux témoins ne se s'entendaient pas sur les estimations pertinentes de croissance. Le témoin de la société a utilisé deux formules de pondération qui tiennent compte de l'augmentation des dividendes et des bénéfices non répartis pour obtenir une estimation de croissance de 10,30 pour cent. D'autre part, l'analyse faite par le témoin de l'APC l'a amené à conclure que les investisseurs considéreraient les taux nominaux de croissance associés aux dividendes au cours de la période quinquennale la plus récente comme les meilleurs indices possibles du taux nominal de croissance qu'il serait possible d'obtenir. Le taux de croissance implicite de son analyse était de 9,60 pour cent. Cette preuve n'a pas convaincu l'Office qu'une estimation du taux de croissance convenait davantage que l'autre selon de la technique du FMA. L'Office a reconnu qu'il n'existait aucune méthode précise de calcul de l'élément "croissance" de la formule du FMA.

En ce qui concerne la formule de la prime de capital-risques, l'Office a fait remarquer que la majorité des témoins a utilisé le taux des obligations à long terme du gouvernement du Canada, soit 9,75 pour cent. Le principal point de controverse avait trait à l'évaluation des risques des activités de service public de Westcoast en regard de l'ensemble du marché. L'Office convient que les risques courus par Westcoast quant aux activités associées à son service public sont

moindres que ceux d'une société à risque moyen sur le marché, mais il n'est pas convaincu du bien-fondé d'un rajustement relatif aux risques de l'ampleur proposée par les intervenants.

D'après l'analyse qu'il a faite des résultats qui ont été obtenus au moyen des différentes formules et qui ont été présentés à l'audience, l'Office serait porté à conclure qu'il est tout indiqué de réduire le rendement des actions ordinaires actuellement approuvé. Pour en arriver à cette conclusion, l'Office a reconnu que les prévisions concernant le rendement des obligations à long terme du gouvernement du Canada utilisées à l'audience étaient en général quelque peu supérieures aux prévisions retenues lors de la dernière instance concernant Westcoast. Cependant, l'Office est d'avis que l'instabilité actuelle des taux d'intérêt augmente l'incertitude quant au niveau que le taux d'intérêt moyen atteindra durant l'année d'essai de 1988. L'Office croit également qu'on ne peut savoir avec certitude si, entre autres, Westcoast sera exposée en 1988 à des risques associés à l'avenir incertain de BCPC. Somme toute, l'Office conclut qu'il est justifié de réduire le rendement des actions ordinaires de 1987 mais non de 1988. Par conséquent, l'Office juge justes et raisonnables des rendements des actions ordinaires de 13,50 pour cent et de 13,75 pour cent pour les années d'essai 1987 et 1988, respectivement.

4.6 Impôt sur le revenu

Dans sa mise à jour définitive, Westcoast a calculé sa provision pour impôt sur le revenu selon une méthode d'imputation à l'exercice qui est conforme à la méthodologie approuvée.

Des charges fiscales de l'ordre de 29 815 000 $ et de 26 113 000 $ (selon la pièce B-149 déposée le 8 septembre 1987) ont été calculées pour 1987 et 1988, respectivement, à partir des taux généraux d'imposition de 51,301 pour cent pour l'année d'essai de 1987 et de 46,195 pour cent pour l'année d'essai de 1988. Le taux d'imposition de 1988 tient compte de la diminution proposée au taux d'imposition des sociétés dans le Livre blanc sur la réforme fiscale présenté par le gouvernement fédéral le 18 juin 1987.

Décision

L'Office fait remarquer que Westcoast s'est conformée à la méthodologie approuvée pour calculer sa provision pour impôt sur le revenu. L'Office ordonne à Westcoast de refaire le calcul de ses provisions pour impôt en ce qui concerne les années d'essai de façon à tenir compte de l'incidence des différentes décisions rendues dans les présents motifs.

Chapitre 5
Frais d'exploitation

Le tableau 5-1 montre le coût réel du service de Westcoast durant l'année de référence de 1986 et les besoins en revenus (coût du service) visés par la demande relativement aux années d'essai 1987 et 1988. Dans la demande datée du 19 décembre 1986, les besoins en revenus prévus par Westcoast étaient de 278 738 000 $ pour l'année d'essai 1987. Les droits provisoires en vigueur du 1er janvier 1987 jusqu'à la date que l'Office établira dans son ordonnance concernant des droits définitifs ont été calculés en fonction de ce montant. Le 3 septembre 1987, la société a modifié ses besoins en revenus en les établissant alors à 265 651 000 $, soit une différence de 13 087 000 $. Comme discuté plus en détail au chapitre 9, Westcoast est priée de rajuster les montants demandés relativement à l'année d'essai afin de tenir compte des décisions de l'Office qui sont indiquées aux chapitres 2, 3, 4 et 5.

5.1 Exploitation et entretien

5.1.1 Traitements, salaires et avantages sociaux des employés

5.1.1.1 Effectif

Dans les motifs de sa décision rendue en août 1986 à l'égard de la demande de Westcoast, l'Office avait approuvé, relativement à l'exploitation et à l'entretien du service public, l'utilisation d'un effectif net comprenant 718 années-personnes. Ce chiffre n'englobe pas les années-personnes allouées aux activités non réglementées et aux projets de construction d'installations. Dans sa mise à jour définitive, Westcoast prévoyait, par rapport à l'effectif de 1986, une diminution de deux années-personnes pour l'année d'essai 1987 et une augmentation de 16 pour celle de 1988. Des 16 années-personnes supplémentaires que la société propose pour 1988, 11 seront nécessaires pour assurer l'exploitation des installations additionnelles, c'est-à-dire la station auxiliaire Monias (3 années-personnes), l'installation Sikanni (6 années-personnes) et les installations Tumbler Ridge (2 années-personnes). Les années-personnes restantes seraient affectées à la mise en application du système de répartition journalière au prorata de la demande.

Décision

Sauf en ce qui concerne les années-personnes supplémentaires prévues relativement aux installations Tumbler Ridge, l'Office accepte l'effectif net proposé par Westcoast aux fins de ses activités de service public en 1987 et 1988.

Étant donné la décision d'exclure du coût du service tous les postes liés aux installations Tumbler Ridge (voir à la section 2.1 des présents Motifs), l'Office ordonne à Westcoast de réduire l'effectif net prévu pour ses activités de service public et d'exclure, des coûts du service des années d'essai 1987 et 1988, tous les traitements, salaires et avantages sociaux associés aux employés additionnels nécessaires en vue de l'exploitation et de l'entretien des installations Tumbler Ridge.

5.1.1.2 Facteurs d'actualisation

Traitements et salaires réels en regard de l'augmentation approuvée pour l'année de référence

Dans les motifs de la décision rendue en août 1986 à l'égard de la demande de Westcoast, l'Office avait autorisé Westcoast à rajuster de 4 pour cent les traitements et salaires, ce qui comprenait des augmentations relatives au mérite, à l'avancement et à la progression. Cependant, dans la version modifiée de sa demande, les montants associés aux traitements, aux salaires et aux avantages sociaux proposés pour l'année de référence de 1986 étaient calculés d'après des augmentations réelles de 4,2 pour cent. Dans sa plaidoirie, Westcoast a expliqué que, bien que la décision de l'Office d'autoriser un rajustement de 4 pour cent ait été émise en septembre 1986, le programme de la société relatif aux traitements et salaires était en place depuis la période de janvier/février de 1986. Dans de telles conditions, la société jugeait avoir bien fait en réussissant à limiter l'augmentation réelle à 4,2 pour cent. Elle ne croyait pas que les montants retenus pour l'année de référence devraient être rajustés de façon à rejeter une partie de l'augmentation réelle.

Tableau 5-1
Resoins en revenue réels en 1986 et prévus en 1987 et 1988
(en milliers de dollars)

N° de ligne	Éléments	Réels en 1986 (A)	Rajusetements (B)	Demandées en 1987 (C)	Rajustements (D)	Demandées en 1988 (E)
1	Traitements, salaires et avantages sociaux des employés	35 207	161	35 368	2 640	38 008
2	Autres frais d'exploitation et d'entretien	43 140	826	43 966	1 937	45 903
3	Sous-total	78 347	987	79 334	4 577	83 911
4	Dépréciation	25 542	1 132	26 674	1 885	28 559
5	Amortissement	2 481	(80)	2 401	45	2 446
6	Taxes autres que l'impôt sur le revenu	36 600	3 695	40 295	1 353	41 649
7	Revenu divers d'exploitation	(3 477)	(82)	(3 559)	(565)	(4 124)
8	Franchises	-	(57)	(57)	279	222
9	Change sur la dette	4 018	19	4 037	(2 017)	2 020
10	Gaz utilisé aux fins d'exploitation	9 990	(3 939)	6 051	(360)	5 691
11	Charge fiscale	24 921	4 894	29 815	(3 702)	26 113
12	Rajustement de la charge fiscale - Grizzly Valley	(4 767)	-	(4 767)	(1)	(4 768)
13	Rendement de la base des taux	84 248	4 024	88 272	6 916	95 189)
14	Sous-total	257 903	10 593	268 496	8 410	276 907
15	Reports	-	(2 845)	(2 845)	2 845	-
16	Besoin total en revenus	257 903	7 748	265 651	11 255	276 907
17	Coûts fixes	248 293	9 512	257 805	11 338	269 143
18	Coûts variables	9 610	(1 763)	7 847	(83)	7 764
19	**Besoin total en revenus**	**257 903**	**7 748**	**265 651**	**11 255**	**276 907**

1 Source: Pièce B-149
2 La somme des chiffres peut ne pas correspondre exactement au total en raison de l'arrondissement fait par ordinateur
3 À l'exlusion des installations en Alberta (Zone 5)

De l'avis d'un certain nombre d'intervenants, les niveaux des traitements et salaires applicables à l'année de référence de 1986 devraient tenir compte du rajustement de 4 pour cent approuvé par l'Office. L'APC croyait que s'il en était autrement, cela reviendrait à permettre à un service public réglementé de dépasser les niveaux approuvés et à n'être obligé d'éponger que la différence obtenue pour l'année durant laquelle l'augmentation survient. Dans de telles circonstances, des niveaux qui n'ont jamais été approuvés expressément par l'Office seraient intégrés automatiquement au coût du

service. B.C. Hydro était d'avis que l'Office devrait utiliser la même formule que celle retenue dans les motifs de la décision rendue à l'égard de la demande de TransCanada (RH-3-86) aux termes de laquelle il a réduit le montant des traitements et salaires de l'année de référence 1986 de TransCanada afin de tenir compte de l'augmentation approuvée de 4 pour cent et non pas de l'augmentation réelle de 5 pour cent que cette société avait accordée à son personnel.

Décision

En tenant compte de la preuve produite et, surtout du laps de temps entre la date de mise à exécution des programmes concernant les traitements et salaires et le moment où il a rendu publics les motifs de la décision, soit août 1986, au sujet de la demande de Westcoast, l'Office accepte les montants relatifs aux traitements, salaires et avantages sociaux de 1986 compris dans la demande modifiée. Même s'il remarque que B.C. Hydro considère comme un précédent la récente décision prise à l'égard de la demande de TransCanada, l'Office est d'avis que les circonstances concernant ce cas ne sont pas les mêmes et que, par conséquent, il n'y a pas lieu de traiter la question de la même façon.

Augmentation des traitements et des salaires pour 1987

Pour l'année d'essai de 1987, Westcoast a demandé à l'Office d'approuver les augmentations réelles qui ont été négociées, soit de 3 pour cent pour les employés qui touchent un traitement et de 3 pour cent, plus un paiement forfaitaire de 500 $, pour chaque salarié. De plus, Westcoast a dû pourvoir aux reclassifications et aux promotions au mérite conformément aux modalités des conventions collectives respectives des salariés, ce qui représente 0,25 pour cent des salaires de base. Westcoast a déclaré que ces augmentations étaient établies en comparant les niveaux de traitement et les postes semblables des salariés dans d'autres sociétés de l'industrie. De plus, une révision des négociations et des ententes prévues pour 1987 ont fait l'objet de discussions avec les représentants de l'industrie. Les augmentations réelles accordées par l'industrie pour 1987 sont de l'ordre de 2,7 à 4,5 pour cent pour les traitements et de 2,3 à 3,5 pour cent pour les salaires.

La seule objection aux augmentations proposées pour 1987 a été formulée par B.C. Hydro qui recommandait d'augmenter les traitements et les salaires de 2,5 à 2,75 pour cent durant cette année en question.

Décision

En tenant compte des ententes réelles intervenues dans l'industrie, l'Office juge raisonnables les augmentations proposées pour 1987. L'Office ordonne à Westcoast d'utiliser les mêmes taux d'augmentation pour déterminer ses dépenses relatives aux traitements, aux salaires et aux avantages sociaux durant l'année d'essai de 1987. L'Office juge également raisonnable la provision de 0,25 pour cent relative aux reclassifications et aux promotions au mérite.

Augmentation des traitements et salaires de 1988

Quant aux augmentations des traitements et des salaires durant l'année d'essai 1988, le programme de rémunération au rendement des employés qui touchent un traitement et les ententes salariales devraient vraisemblablement coûter l'équivalent de 5,5 pour cent de la feuille de paye. De plus, Westcoast a dû pourvoir à une augmentation de 0,25 pour cent aux fins des reclassifications et des promotions au mérite. Les augmentations des traitements et des salaires étaient déterminées à la suite d'un examen des augmentations prévues chez les autres sociétés de l'industrie pétrolière et gazière au Canada. Au cours du contre-interrogatoire, Westcoast a reconnu que les augmentations prévues chez les autres sociétés de service public de l'industrie du pétrole et du gaz au Canada sont de l'ordre de 4,5 à 6,0 pour cent en 1988.

Un certain nombre d'intervenants ont contre-interrogé la société au sujet des augmentations proposées pour 1988. Ces intervenants ont avancé que l'augmentation proposée était excessive. COFI/ Cominco et B.C. Hydro étaient d'avis que Westcoast n'avait pas tenu compte de la différence de risques associés à la sécurité d'emploi inhérente aux emplois offerts par Westcoast comparativement à ceux des autres secteurs de l'industrie pétrolière et gazière. B.C. Hydro croyait que l'Office devrait accorder la même valeur non seulement aux augmentations salariales qu'accordent les autres sociétés de l'industrie, mais également à celles qui sont accordées en Colombie-Britannique.

En réponse aux inquiétudes manifestées par des intervenants au sujet de la sécurité relative d'emploi dans le secteur service public, Westcoast a déclaré que ses employés spécialisés sont originaires du secteur de la production et du raffinage qui, dans l'industrie, est plus stable que celui de l'exploration et du forage. Westcoast n'acceptait pas qu'étant donné la plus grande sécurité d'emploi dans ses services, elle pouvait se permettre de moins payer ses spécialistes.

Westcoast a indiqué que le marché des spécialistes ne se trouvait pas à Vancouver, mais bien à Calgary et à Toronto, et qu'elle croyait que, dans ces villes, en 1988, les employés qui ont les compétences nécessaires pourraient s'attendre à obtenir des augmentations de 5,5 pour cent.

Décision

L'Office n'est pas persuadé qu'une augmentation aussi forte que celle demandée est justifiée en ce qui concerne l'année d'essai 1988. L'Office est d'avis qu'une augmentation moyenne de 4,5 pour cent est raisonnable quant aux traitements et aux salaires. Par conséquent, l'Office ordonne à Westcoast d'utiliser ce taux dans le calcul de ses dépenses relatives aux traitements, aux salaires et aux avantages sociaux de l'année d'essai de 1988. De plus, l'Office juge raisonnable une provision de 0,25 pour cent relative aux reclassifications et aux promotions au mérite.

5.1.1.3 Répartition des coûts aux activités non réglementées

Westcoast a déclaré qu'elle applique ce qu'elle croit être des méthodes de prix de revient généralement acceptées pour attribuer des coûts aux activités non réglementées. Les coûts sont attribués en fonction du temps consacré à des activités non réglementées que les employés inscrivent sur leurs feuilles de

présence; ces coûts comprennent des frais supplémentaires équivalant à 65 pour cent de chaque dollar affecté aux salaires ou traitements.

Westcoast a indiqué que tous les cadres qui occupent des postes de directeur de filiales imputent aux activités non réglementées tout leur temps de préparation et de déplacement en vue de réunions des directeurs et tout leur temps de participation à ces réunions. Les travaux d'évaluation d'acquisitions non réglementées sont effectués par le personnel de Westcoast Petroleum. Le temps passé par les cadres de Westcoast à examiner les acquisitions est également imputé aux activités non réglementées.

Chaque filiale non réglementée de Westcoast est une société d'exploitation indépendante qui possède son propre conseil d'administration et un effectif complet d'exploitation.

Dans sa plaidoirie, l'APC a fait observer que la partie des coûts attribués aux activités non réglementées a diminué progressivement pour passer de 6,5 pour cent en 1986 à 5,7 en 1988. À son avis, il serait irréaliste de s'attendre à ce que le programme des acquisitions non liées au service public que poursuit actuellement Westcoast n'occuperait pas une bonne partie des débats aux réunions du conseil d'administration. L'APC a également soutenu que le fait que Westcoast s'occupe pour le compte de ses filiales de la plus grande partie de leurs émissions faisant appel public à l'épargne constitue certainement une contribution importante aux activités non réglementées et qu'il faudrait en tenir compte dans la répartition des coûts.

COFI/Cominco et B.C. Hydro ont également avancé que le mécanisme d'établissement des coûts utilisé pour répartir les traitements, salaires et avantages sociaux des employés responsables des activités non réglementées ne tenait pas compte correctement de ces activités.

Décision

L'Office n'est pas persuadé que les traitements, les salaires et avantages sociaux attribués aux activités non réglementées devraient diminuer durant les années d'essai, étant donné l'augmentation prévue de ces activités. Par conséquent, l'Office ordonne que les traitements, salaires et avantages sociaux attribués à ces activités non réglementées soient, en 1987 et 1988, établis au montant approuvé pour 1986, soit 2 914 000 $. Ceci se traduira, durant les années d'essai 1987 et 1988, par des diminutions de 128 000 $ et de 124 000 $, respectivement, des dépenses en traitements, salaires et avantages sociaux des employés chargés des activités réglementées et donnera lieu à une augmentation analogue du montant affecté aux activités non réglementées.

5.1.1.4 Traitement comptable des régimes de retraite et incidences sur les droits

Étant donné la recommandation formulée en avril 1986 par l'ICCA relativement au traitement comptable des "charges de retraite et des obligations", l'Office a décidé d'examiner la méthode de traitement comptable des charges de retraite utilisée par Westcoast.

L'Office fait remarquer que les recommandations devaient entrer en vigueur, à quelques exceptions près, à compter des années financières commençant au plus tôt le 1er décembre 1986 et que de nombreuses sociétés auraient à changer leur méthode de mesure et leur mode de déclaration de rapports concernant leurs charges de retraite et leurs obligations.

Les nouvelles recommandations ont pour but d'améliorer la mesure des charges de retraite de façon à rendre les résultats du traitement comptable des régimes de retraite plus uniformes et comparables entre les sociétés et, au cours des années, de permettre de fournir plus de renseignements. La section 3460.07 du manuel de l'ICCA se lit comme suit:

> "*La comptabilisation du coût d'un régime de retraite et la capitalisation d'un régime répondent à des objectifs bien distincts. Par la comptabilisation, l'employeur vise à réaliser une répartition appropriée du coût du régime sur les exercices durant lesquels les salariés fournissent les services correspondants. L'employeur atteint cet objectif en répartissant ce coût de façon rationnelle et systématique sur les années précédant le départ à la retraite des salariés. L'objectif de la capitalisation est de fournir les moyens pécuniaires ou autres de faire face aux obligations découlant du régime de retraite et de voir à la sûreté des prestations. La capitalisation est un procédé de financement dans lequel on tient compte également des besoins de liquidités et d'autres éléments comme les lois relatives au régime de retraite ou à l'impôt. Par conséquent, le montant versé à une caisse de retraite au cours d'un exercice donné n'est pas nécessairement le montant qu'il convient de constater à titre de charge de retraite de l'exercice.*"

Westcoast a indiqué que, conformément à la formule adoptée les années antérieures, elle s'en est tenue à la méthode de comptabilité de caisse pour imputer les charges de retraite aux coûts du service des années d'essai 1987 et 1988 et qu'elle a imputé sur l'exercice les profits tirés du report des frais en traitant les dépenses relatives à la retraite de la même façon qu'elle traite l'impôt sur le revenu.

La société a déclaré que, si elle n'a pas adopté la recommandation comptable formulée par l'ICCA, c'était pour éviter l'augmentation des coûts associée à l'introduction du changement nécessaire. La preuve a démontré que des dépenses de 1,7 million de dollars seraient imputées au coût du service de chacune des années d'essai, 1987 et 1988, si la recommandation de l'ICCA était mise en pratique. Au cours du contre-interrogatoire, Westcoast a déclaré que, d'après sa formule de financement, elle n'avait prévu aucune dépense relative à la retraite quant aux années d'essai 1987 et 1988.

Les intervenants ne se sont nullement inquiétés du fait que Westcoast n'a pas suivi les recommandations de l'ICCA au sujet des méthodes comptables. L'APC a été le seul intervenant à l'audience à soulever la question des régimes de retraite. En réponse au point soulevé au cours du contre-interrogatoire de l'APC, Westcoast a informé les intervenants qu'elle disposait d'un excédent de 5,7 millions de dollars quant à son régime de retraite et qu'elle devra probablement financer le régime dans deux ou trois ans; cela dépendra du rendement des investissements faits à même les fonds du régime.

Décision

L'Office fait observer que Westcoast s'est efforcée de réduire au minimum les augmentations du coût du service. Cependant, l'Office ne croit pas que la méthode de comptabilité de caisse ou celle d'imputation à l'exercice permet de bien associer les charges de retraite au fait de contracter l'obligation. L'Office reconnaît que même si l'utilisation de la méthode de comptabilité de caisse proposée par la société allait permettre de réduire les dépenses relatives à la retraite durant les deux années d'essai, l'inverse pourrait se produire au cours des

prochaines années si les charges pertinentes à payer quant à ces dépenses ne sont pas inscrites dans les registres comptables de 1987 et 1988.

L'Office n'est pas convaincu que la réduction de coût durant les deux années d'essai est une raison suffisante pour ne pas se conformer à la recommandation de l'ICCA. Par conséquent, l'Office ordonne à Westcoast d'inclure, dans son coût du service des années d'essai 1987 et 1988, des dépenses relatives à la retraite calculées selon la recommandation comptable formulée par l'ICCA.

L'Office reconnaît qu'au cours des deux années d'essai, Westcoast peut engager des fonds moindres que ceux permis dans le coût du service au titre de dépenses relatives à la retraite. C'est pourquoi l'Office ordonne de faire un rajustement pertinent de la base des taux afin de réduire le plus possible l'incidence que cette décision pourrait avoir sur les droits (voir section 2.5).

5.1.2 Autres frais d'exploitation et d'entretien

5.1.2.1 Coût de la main-d'oeuvre à l'installation McMahon en 1988

Westcoast a pour règle d'effectuer une vérification complète d'entretien de ses installations de traitement une fois tous les deux ans. Cette activité était qualifiée d'"interruption importante d'installation" ou de "révision d'installation". À l'installation McMahon, une révision doit être faite en 1987. Par conséquent, Westcoast prévoit qu'en 1987, les frais d'exploitation de l'installation seraient de 620 000 $ plus élevés que ceux de l'année précédente, les coûts de la main-d'oeuvre constituant 206 000 $ du total de cette augmentation. Pour tenir compte du retour à une année normale d'exploitation, la société a prévu une diminution de 405 000 $ de ses frais d'exploitation pour 1988. Cependant, les coûts de la main- d'oeuvre devraient augmenter de 38 000 $ en 1988.

L'APC a soutenu que, si les frais liés à la main-d'oeuvre sont censés augmenter de 206 000 $ par rapport à ceux de 1986 en raison d'une révision de l'installation, il devrait y avoir, l'année suivante, une diminution correspondante du coût de la main-d'oeuvre, mais que cela ne semble pas être le cas.

Westcoast a expliqué que, même si la révision de l'installation expliquait une partie de l'augmentation des coûts de la main-d'oeuvre en 1987, d'autres facteurs entraient également en ligne de compte, notamment les paiements forfaitaires versés à la conclusion des contrats de travail et les augmentations salariales accordées par Petro-Canada, sans compter que l'exploitation de l'installation a été assurée par moins que l'effectif complet en 1986. Sauf en ce qui concerne l'augmentation du coût de la main-d'oeuvre associée à la révision de l'installation, tous les autres coûts de la main-d'oeuvre ont été imputés sur les dépenses de 1988. Westcoast a également fait remarquer que le coût des services provenant de l'extérieur devrait diminuer de 218 000 $ en 1988 parce qu'il n'y aurait pas d'interruption importante de fonctionnement de l'installation.

Décision

L'Office croit que pour évaluer convenablement l'incidence qu'une révision d'installation peut avoir sur les frais annuels d'exploitation et d'entretien, il est nécessaire de concentrer son attention sur le coût global plutôt que s'en tenir au coût de main-d'oeuvre ou à celui de services de l'extérieur. Dans cette perspective et à la lumière des explications fournies par la société, l'Office accepte les prévisions préparées par Westcoast au sujet des dépenses d'exploitation et d'entretien de l'installation McMahon durant les années d'essai 1987 et 1988.

5.1.2.2 Coût de location des bureaux du siège social à Vancouver

L'édifice du siège social et le terrain sur lequel il se trouve, à Vancouver, sont la propriété de Vancal Properties Limited (Vancal), filiale à propriété exclusive de Westcoast. Cette dernière loue tout l'immeuble de Vancal conformément aux modalités du contrat de bail passé entre les deux sociétés. Westcoast paie à Vancal ses coûts liés à la propriété et à l'exploitation, plus les coûts associés à l'exploitation de l'édifice et impute ces coûts de location au coût du service.

Westcoast a indiqué que ses coûts de location serait de 16,58 $ le pied carré en 1987 et de 18,54 $ en 1988. Tout l'espace de bureau qu'elle n'utilise pas est sous-loué et les revenus tirés de cette sous-location sont crédités au coût du service de l'année d'essai.

Récemment, Westcoast a renégocié un bail quinquennal avec son principal locataire et a accepté, aux termes du nouveau contrat, de payer les coûts d'améliorations locatives additionnelles, lesquels coûts sont évalués aux environs de un million de dollars. La société a indiqué que, à terme, le bail renégocié lui aura procurer des revenus de location d'environ 5 millions de dollars. En 1987 et 1988, elle demandera à son locataire plus de 24 $ le pied carré.

Inland a fait observer qu'aux termes d'un contrat modificatif passé le 1er janvier 1987 entre Westcoast et Vancal, Westcoast doit dédommager Vancal des pertes de change qu'elle subit sur les intérêts et le remboursement de la dette liés à l'hypothèque sur l'édifice. Inland considérait cette entente imprudente parce que Westcoast n'en tire aucun avantage économique en échange.

Décision

Tout en reconnaissant les préoccupations d'Inland, l'Office croit que les payeurs de droit de la société tirent profit des coûts avantageux de location des espaces à bureau payés au pied carré par Westcoast aux termes de son bail actuel. Par conséquent, l'Office approuve les montants imputés sur les dépenses d'exploitation et d'entretien durant les deux années d'essai relativement à la location des bureaux du siège social à Vancouver.

5.1.3 Installation Sikanni

À l'audience, il est devenu manifeste que dans son estimation des coûts du service de l'installation de traitement Sikanni, Westcoast n'avait pas pris en considération les frais d'exploitation qu'avaient supportés ses anciens propriétaires.

Plusieurs intervenants ont déclaré qu'ils doutaient que Westcoast s'engage à faire une acquisition importante sans avoir effectué un examen approfondi des facteurs économiques. B.C. Hydro jugeait que les frais d'exploitation prévus par Westcoast pouvaient être légèrement élevés tandis qu'Inland considérait que le pipeline et l'installation Sikanni devraient être traités comme des projets de construction non réglementées.

En réplique, Westcoast a admis ne pas avoir fait d'évaluation approfondie des frais d'exploitation de l'installation au moment où elle s'est engagée à l'acheter, mais a indiqué que les frais prévus pour 1988 étaient inférieurs aux coûts annuels réels supportés par l'ancien propriétaire.

Décision

Bien que l'Office ne s'attendait pas à ce que Westcoast fasse une évaluation complète des données de référence concernant une acquisition future et qu'elle lui en présente les résultats, il est disposé à accepter les renseignements tels que déposés par Westcoast relativement à ce cas. L'Office remarque que les frais d'exploitation prévus par Westcoast pour 1988 représentent 71 pour cent de ceux de l'ancien propriétaire et que Westcoast prévoit d'accroître la production de l'installation. L'Office est d'avis que les estimations concernant les frais d'exploitation de l'installation Sikanni sont raisonnables. Cependant, Westcoast doit rajuster les estimations du coût du service de cette installation afin de tenir compte des décisions rendues par l'Office aux autres sections des présents Motifs.

5.1.4 Amortissement des frais d'audience

D'après les estimations de Westcoast, les frais de cette audience se chiffreront à 900 000 $, et la société se propose de recouvrer la moitié de ce montant dans le coût du service de chacune des deux années d'essai. La société n'a pas inclus le solde non amorti de ces frais dans la base des taux. Les intervenants ne se sont pas opposé à la méthode d'amortissement proposée.

Décision

L'Office approuve la méthode d'amortissement des frais d'audience proposée par Westcoast.

5.1.5 Installations Tumbler Ridge

Voir la section 2.1 des présents Motifs concernant la méthode de traitement des installations Tumbler Ridge aux fins du coût du service.

5.1.6 Coût des activités de commercialisation

La méthode de traitement des coûts des activités de commercialisation menées par Westcoast avait été l'une des questions étudiées à l'audience sur les droits de 1986. Par ailleurs, cette question était comprise dans la demande de révision présentée par Westcoast, en vertu de l'article 17 de la Loi sur l'ONE, en ce qui concerne revoir les motifs de la décision rendue en août 1986 au sujet de sa

demande. Aux fins de l'audience suivante sur les droits de la société, l'Office avait ordonné à Westcoast d'indiquer tous les coûts de commercialisation dans un tableau distinct à joindre à sa demande. Dans la présente demande, Westcoast a inclus, dans le coût du service des années d'essai 1987 et 1988, les coûts de son service de commercialisation évalués à 753 000 $ et à 784 000 $, respectivement. Bien que, pour se conformer aux exigences, la société ait indiqué les coûts de son service de commercialisation dans un tableau distinct, elle ne les a pas moins inclus dans le coût du service. Westcoast a fait observer que ces coûts comprenaient des montants associés à l'administration, aux rapports entretenus avec les clients et à l'établissement de prévisions sur le débit.

Westcoast a soutenu qu'elle ne réalisait aucun gain de la commercialisation du gaz et que les coûts de cette activité n'étaient supportés qu'à la seule fin d'assurer l'utilisation maximale de son réseau pipelinier. La société était d'avis que tous les utilisateurs du réseau profitaient des activités de son service de commercialisation et que, par conséquent, les coûts de ce service devraient être inclus dans les coûts du service prévus pour 1987 et 1988. À l'audience, Westcoast a indiqué, qu'à compter du 31 octobre 1989, elle avait l'intention de confier ses contrats existants de vente à une entité distincte de commercialisation.

En général, les intervenants étaient d'avis que les activités de commercialisation et les coûts connexes devraient être dissociés des activités réglementées de la société. En permettant à Westcoast de recouvrer, dans ses droits, les coûts de son service de commercialisation, cela contribue à donner l'impression que ces activités sont subventionnées par des payeurs de droits qui peuvent également être des compétiteurs de Westcoast, où Westcoast agit comme commerçant de gaz naturel. Un certain nombre d'intervenants jugeaient que les coûts de commercialisation comme ceux liés à l'établissement de prévisions de ventes et aux activités d'administration et de relations avec les clients devraient être recouvrés à même les droits de transport de Westcoast. Cependant, les intervenants s'entendaient généralement pour dire que les coûts des mesures de commercialisation du gaz prises par la société sont associés à une activité non réglementée et que, comme tels, ils devraient être soustraits du coût du service.

Décision

La preuve montre que des six employés affectés au service de commercialisation en 1986, les deux analystes ont passé une bonne partie de leur temps à voyager en vue de promouvoir de nouvelles ventes de gaz. Le chef du service a également participé à cette activité. L'Office observe également que Westcoast a proposé d'affecter un autre employé à temps plein à cette activité en 1987. Même si l'Office ne peut déterminer de façon précise les activités particulières de ces employés, il est d'avis que les fonctions des deux analystes sont plus étroitement associées à la commercialisation du gaz qu'aux activités de service public de Westcoast. Par conséquent, l'Office ordonne à Westcoast de retrancher 200 000 $ du coût du service prévu pour chacune des années d'essai 1987 et 1988. Ce montant représente environ les deux septièmes des coûts des différents services, à Vancouver, qui ont rapport aux activités de commercialisation.

5.2 Franchises

Dans les motifs de sa décision rendue en août 1986 à l'égard de la demande de Westcoast, l'Office a approuvé, dans le coût du service, un montant de 481 000 $ au titre des franchises imputables sur les pertes en valeurs d'exploitation et d'entretien assurables. Ce poste a été inclus afin de protéger Westcoast des pertes sur lesquelles elle n'exerce aucun contrôle et qui ne sont pas récupérables à cause des franchises de certaines polices d'assurance. Le montant approuvé a été déterminé en calculant la moyenne des pertes subies durant les quatre ans précédents.

Dans sa demande actuelle, Westcoast a inclus un crédit de 57 000 $ relativement à l'année d'essai de 1987 et des frais de franchises de 222 000 $ quant à l'année d'essai 1988. La société a calculé les montants au moyen de la méthode approuvée; cependant, en ce qui concerne l'année d'essai 1987, deux rajustements ont été apportés au montant calculé, ce qui s'est traduit par un crédit pour cette année-là. Un montant de 166 000 $ a été soustrait de la moyenne établie sur quatre ans après que la société eut constaté que la franchise de 481 000 $ approuvée en 1986 était surestimée; Westcoast a ensuite déduit de cette moyenne 109 000 $ supplémentaires afin de tenir compte du fait qu'aucune perte n'avait été subie durant les six premiers mois de l'année d'essai 1987. Cependant, lorsque la phase 2 de l'audience était en cours, un glissement de terrain s'est produit dans le district nord de la zone de desserte du réseau de Westcoast. Ce glissement a provoqué le déplacement d'un tronçon d'environ huit pieds. Les coûts définitifs de réparation de la canalisation n'avaient pas encore été établis au moment de l'audience.

Durant l'année de référence, Westcoast n'a subie aucune perte en raison des franchises. B.C. Hydro a déclaré que, par conséquent, Westcoast réalisait un gain fortuit de 319 000 $. De l'avis de B.C. Hydro, il faudrait ordonner à la société d'étudier d'autres solutions lui permettant de remplacer la méthode actuellement utilisée pour calculer un montant approprié à ses franchises. Cet intervenant a également recommandé que le montant relatif à 1988 soit réduit de 50 000 $ afin de tenir compte de la situation telle qu'elle s'est présentée à Westcoast durant le premier semestre de 1987.

Décision

L'Office juge toujours appropriée la méthode actuellement utilisée pour calculer, d'après une moyenne mobile établie sur quatre ans, le montant de la franchise à inclure dans le coût du service. Il est également d'avis que la déduction de 109 000 $ qui a été faite afin de tenir compte des conditions réelles que la société a connues durant le premier semestre de 1987 n'avait pas lieu d'être, parce qu'il n'est pas conforme à la méthode approuvée par l'Office de faire de tels rajustements au milieu de l'année.

Par conséquent, les montants approuvés au titre des franchises relativement à 1987 et à 1988 sont de 52 000 $ et de 222 000 $, respectivement.

5.3 Change sur la dette

Westcoast a inclus des montants de 4,037 millions de dollars et de 2,020 millions de dollars pour 1987 et 1988 respectivement. Ces montants étaient fondés sur des projections selon lesquelles le dollar américain vaudrait environ 1,34 $ canadien.

L'APC se demandait s'il ne convenait pas que ces montants soient réduits puisque, durant les six ou sept premiers mois de 1987, le taux de change a toujours été inférieur à 1,34 $.

Décision

À la section 8.1 des présents Motifs, Westcoast a été autorisée à utiliser un compte de report pour inscrire la différence entre les coûts réels du change et le montant recouvré dans les droits. Par conséquent, les montants inclus dans le coût du service relativement au change sur la dette impayée durant les deux périodes d'essai sont approuvés.

5.4 Gaz utilisé aux fins d'exploitation

5.4.1 Appels d'offres concernant le gaz utilisé comme carburant

Dans les motifs de sa décision rendue en août 1986 à l'égard de la demande de Westcoast, l'Office avait jugé que les coûts pourraient être réduits si, en ce qui concerne ses approvisionnements en carburant, Westcoast lançait des appels d'offres aux expéditeurs qui ne fournissent pas leur propre gaz. Par conséquent, l'Office a ordonné à Westcoast de faire des appels d'offres et de fournir des estimations relatives au coût du gaz utilisé aux fins d'exploitation qui refléteraient les offres qu'elle allait recevoir.

À l'audience, Westcoast a indiqué qu'elle n'avait pas fait les appels d'offres commandés. Westcoast estimait être tenue, aux termes de ses contrats, d'acheter du gaz à BCPC; de plus, elle a fait valoir que le fait de lancer des appels d'offres n'entrainerait pas une baisse du prix du gaz utilisé comme carburant puisque le facteur de charge annuel moyen de ce carburant serait d'environ 14 pour cent.

Inland considérait raisonnable que Westcoast achète son gaz à BCPC, étant donné le faible facteur de charge. Inland craignait que des mesures ne soient prises qui puissent compromettre l'entente en vertu de laquelle Westcoast achète du gaz aux fins d'exploitation, et que de telles mesures ne se traduisent pas, à long terme, par une baisse des coûts du gaz dans un régime d'appels d'offres.

Dans sa plaidoiries, BCPC a fait valoir que Westcoast était tenue, aux termes de ses contrats, d'acheter du carburant à BCPC.

Décision

Ni la preuve, ni les plaidoiries n'ont permis d'établir de façon concluante si Westcoast est tenue, par ses contrats, d'acheter son carburant à BCPC. Néanmoins, cette question n'est pas un facteur déterminant du montant que l'Office autorisera Westcoast à inclure dans son coût du service, et qui par conséquent se reflétera dans les droits à exoger des clients qui ne fournissent pas

leur propre carburant. Voilà pourquoi l'Office exige que Westcoast calcule ce qui lui en coûterait pour se procurer son carburant et son gaz en canalisation auprès d'autres sources. Dans sa prochaine demande de droits, Westcoast devrait indiquer les sources d'approvisionnement en gaz qu'elle a prises en considération, les prix proposés et les raisons qui sous-tendent sa décision de choisir une source en particulier.

5.4.2 Coût du gaz utilisé aux fins d'exploitation

Westcoast a évalué le gaz net utilisé aux fins d'exploitation à 123 728 10^3 mètres cubes en 1987 et à 113 776 10^3 mètres cubes en 1988. Les coûts associés à ces volumes sont évalués à 6 051 000 $ pour 1987 et à 5 691 000 $ pour 1988.

Décision

L'Office accepte les estimations de Westcoast relativement au coût du gaz qu'elle utiliserait aux fins d'exploitation durant les années d'essai 1987 et 1988, sous réserve d'y apporter tous les rajustements nécessaires afin de tenir compte de la décision rendue au sujet des installations de Tumbler Ridge (voir à la section 2.1 des présents Motifs).

5.5 Frais de disponibilité

Dans les motifs de la décision rendue en août 1986 au sujet de la demande de Westcoast, l'Office a approuvé qu'un montant de 120 000 $ soit crédité au coût du service au titre de frais de disponibilité, afin de refléter les avantages qui d'écoulent pour les services non réglementées de l'accès direct aux compétences des techniciens et des professionnels réguliers qui relèvent des services réguliers.

Par la suite, Westcoast a demandé à l'Office de revoir sa décision et de la modifier. En statuant sur la requête de Westcoast, l'Office a déclaré que sa décision d'établir, en principe, des frais de disponibilité, serait maintenue. Cependant, l'Office était disposé a réexaminer le montant de ces frais. Par conséquent, l'Office a ordonné à Westcoast de présenter cette question à la prochaine audience concernant ses droits. Westcoast n'a pas déposé de preuve à l'appui du montant pertinent des frais de disponibilité, mais a produit une preuve par laquelle il cherchait à persuader l'Office que de tels frais n'étaient pas nécessaires. Au cours du contre-interrogatoire, Westcoast a maintenu qu'étant donné son opposition à de tels frais, en principe, le montant pertinent devrait être nul.

B.C. Hydro, BCPC et l'Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada (ASPIC) étaient d'avis que le fait de pouvoir profiter des compétences du personnel des différents secteurs de la partie service public des activités de Westcoast a procuré à la partie non-réglementée de la société des avantages beaucoup plus grands que ce qui est perceptible dans le processus de répartition des coûts de la société. Chacun de ces intervenants a proposé différentes méthodes d'établissement du montant pertinent des frais de disponibilité.

Décision

La preuve produite n'a pas persuadé l'Office que le niveau pertinent des frais de disponibilité diffère du montant établi dans les motifs de sa décision rendue en août 1986 à l'égard de la demande de Westcoast. Par conséquent, l'office a décidé de fixer à 120 000 $ le montant pertinent des frais annuels de disponibilité en 1986, 1987 et 1988 et ordonne à Westcoast de créditer ce montant au coût du service.

5.6 Écart entre les droits approuvés et les droits provisoires

Depuis le 1er janvier 1987, Westcoast a recouvré, à même les revenus de ses ventes et de ses services de transport, des droits provisoires tels qu'établis au moyen de l'ordonnance TGI-59-86, dans sa version modifiée.

Décision

Après étude de toute la preuve, l'Office a délivré l'ordonnance TG-7-87 qui rend exécutoires ses décisions concernant la demande de droits de Westcoast, dans sa version modifiée. Parallèlement à l'ordonnance définitive qu'il délivre relativement à cette audience, l'Office exige de Westcoast qu'elle refasse le calcul des droits exigés chaque mois, à compter du 1er janvier 1987, relativement à ses ventes et à ses services de transport, et rembourse la différence entre ces droits et les droits provisoires, ainsi que des frais financiers, aux payeurs de droits. Des frais financiers calculés à raison du douzième du rendement approuvé de la base des taux doivent être ajoutés au solde impayé à chaque fin de mois, jusqu'à la date du remboursement.

Chapitre 6
Conception des droits

6.1 Prévisions relatives au débit

Westcoast prévoit que le volume relatif à la demande journalière pour les années d'essai 1987 et 1988 atteindra 42 011 x 10^3 mètres cubes et 40 097 x 10^3 mètres cubes respectivement. La demande journalière se répartit approximativement comme suit: 46 pour cent pour la demande canadienne et 54 pour cent pour la demande d'exportation en 1987, et 49 pour cent pour la demande canadienne et 51 pour cent pour la demande d'exportation en 1988, l'année 1988 étant la première année complète d'entrée en vigueur des nouvelles ententes entre Westcoast et Northwest.

Le volume annuel de ventes et de service de Westcoast, y compris le volume associé aux livraisons interruptibles, devrait atteindre 8 087 x 10^6 mètres cubes en 1987 et 8 066 x 10^6 mètres cubes en 1988. Le marché canadien devrait absorber environ 59 pour cent du volume annuel en 1987, et 62 pour cent en 1988.

Décision

L'Office prend note que les prévisions relatives au débit de 1987 et 1988 tiennent compte des engagements contractuels précisés dans l'entente du 15 septembre 1987 conclue par Westcoast et Northwest.

L'Office juge raisonnables les prévisions de Westcoast pour les années d'essai 1987 et 1988 et les accepte aux fins de répartition des coûts et de conception des droits.

6.2 Répartition des coûts fixes

Rétrospective

Dans la conception de droits pour Westcoast, l'Office doit établir une base pour la répartition des coûts entre les diverses catégories de clients et de services. Les coûts variables, principalement le coût du carburant de compression, sont habituellement calculés en fonction du débit. La répartition des coûts fixes, lesquels représentent environ 97 pour cent des besoins en revenus de Westcoast, s'est révélée plus controversée.

Dans sa demande de 1986 relative aux droits, Westcoast a proposé que les coûts fixes soient répartis sur la base du volume de demande contractuelle journalière garantie contenu dans ses contrats de vente de gaz avec ses clients-ventes garanties. L'Office a accepté la proposition de Westcoast pour l'année d'essai 1986.

Au cours des délibérations, l'APC a noté que l'entente existante, datée du 26 octobre 1986, qui modifie la Fourth Service Agreement (quatrième entente de service) entre Westcoast et Northwest,

expire le 31 octobre 1987. Parce que les coûts sont répartis sur la base des niveaux actuels de demande contractuelle contenus dans les contrats de vente de gaz de Westcoast, l'APC s'interrogeait sur la méthode de répartition des coûts qu'emploierait Westcoast pour recouvrer son coût de service si le contrat entre Westcoast et Northwest était modifié d'importance.

Des méthodes de répartition des coûts fixes de Westcoast ont été étudiées à l'audience, notamment des méthodes basées sur:

i) les niveaux de demande contractuelle contenus dans les contrats de vente de gaz, y compris une répartition des coûts fixes au marché de l'exportation sur la base de 727 millions de pieds cubes par jour, comme il est énoncé dans les nouvelles ententes entre Westcoast et Northwest;

ii) les niveaux de demande contractuelle antérieurs contenus dans les contrats de vente de gaz;

iii) l'utilisation actuelle du système; et

iv) d'autres bases, comme les commandes d'achat annuelles de gaz ou le débit total.

Seules les trois premières méthodes ont reçu un appui. La troisième, soit l'utilisation actuelle du système, avait été proposée à l'origine par l'APC avant qu'elle ait fait connaître sa position sur les nouvelles ententes entre Westcoast et Northwest. Par conséquent, l'Office est d'avis que seules les deux premières méthodes doivent être étudiées.

i) Niveaux de demande contractuelle contenus dans les contrats

Selon Westcoast, sa méthode existante de calcul des droits, fondée sur le volume de demande contractuelle contenu dans ses contrats de vente de gaz, peut être adaptée au volume précisé dans les ententes entre Westcoast et Northwest.

Pour la période allant du 1er janvier au 31 octobre 1987, Westcoast a indiqué que les coûts continueraient d'être répartis entre les clients du marché de l'exportation associés aux livraisons garanties sur la base de 809 millions de pieds cubes par jour. En vertu des nouvelles ententes entre Westcoast et Northwest,[1] Westcoast a proposé qu'à compter du 1er novembre 1987, les coûts soient répartis entre les clients du marché de l'exportation sur la base d'une demande contractuelle de 727 millions de pieds cubes par jour, ainsi ventilée: 550 millions à Northwest, 125 millions aux producteurs qui approvisionnent Westcoast et 52 millions à Poco.

Les 550 millions de pieds cubes par jour alloués à Northwest représentaient à la fois le niveau de la demande contractuelle convenu dans les nouvelles ententes entre Westcoast et Northwest et les prévisions établies par Northwest quant à ses besoins sous réserve que son réseau demeure d'accès restreint. Le chiffre de 125 millions de pieds cubes par jour alloués aux producteurs qui approvisionnent Westcoast reposait sur l'intention de ces producteurs de conclure des ententes de service comportant des demandes contractuelles de cette envergure. Selon Westcoast, le marché auquel étaient destinés les 125 millions de pieds cubes par jour était celui des ventes dans des zones sur le marché de l'exportation autres que celle de Northwest; toutefois, aucun arrangement de ventes

---

[1] L'annexe VI résume ces nouvelles ententes de ventes de gaz.

garanties n'était en place. Les 52 millions de pieds cubes par jour alloués à Poco Petroleum Ltd. (Poco) étaient basés sur son contrat de service existant.

Westcoast a déclaré poursuivre cinq objectifs dans ses négociations avec Northwest:

- que la demande contractuelle de Northwest reflète les réalités de son marché;
- que Northwest pait des frais liés à la demande égaux aux coûts fixes associés à sa demande contractuelle;
- que toute nouvelle répartition des coûts entre les clients canadiens de Westcoast soit minimisée;
- que l'entente soit assez souple pour permettre à Northwest de devenir un transporteur sans restriction d'accès;
- que l'arrangement de tarification à être négocié et la méthode de calcul des droits de Westcoast soient uniformes.

Westcoast a reconnu que la réduction des coûts répartis entre les clients du marché de l'exportation toucherait les droits applicables aux distributeurs canadiens. Elle a indiqué que la partie des coûts fixes supportée par les distributeurs locaux passerait de 45,5 à 47 pour cent.

Selon Westcoast, ses fournisseurs avaient accepté de prendre par contrat 125 millions de pieds cubes par jour afin de minimiser l'effet sur les distributeurs locaux. Compte tenu de ce volume, la demande contractuelle totale d'après laquelle les coûts seraient répartis entre les clients du marché de l'exportation est d'environ 10 pour cent inférieure à la demande contractuelle totale antérieure visant le marché de l'exportation, qui se chiffrait à 809 millions de pieds cubes par jour. Westcoast voyait un parallèle entre la réduction proposée et la disposition existante de réduction dont peuvent se prévaloir les distributeurs locaux, qui permet à ces derniers de réduire leur demande contractuelle de 10 pour cent par rapport à leur demande maximale antérieure.

La position de Westcoast a été appuyée par Northwest, l'APC, l'ASPIC et la Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta (CCPA). Elle a reçu un appui réservée de la BCPC; B.C. Hydro, Inland et COFI/Cominco s'y sont opposés.

Aux termes des nouvelles ententes entre Westcoast et Northwest, Northwest a convenu de payer, au titre de ses frais liés à la demande, la totalité des coûts fixes qui lui sont répartis et qui sont basés sur les droits approuvés par l'Office. Cet engagement a été pris sans garantie que Northwest pourrait transférer ces coûts à ses clients exactement tels qu'on les retrouve dans la facturation qu'il reçoit de Westcoast. Northwest était disposée à assumer ce risque pour la durée des ententes.

Northwest a reconnu qu'une nouvelle répartition des coûts entre tous les autres clients associés à des livraisons garanties se produirait si les coûts lui étaient répartis sur la base de 550 millions de pieds cubes par jour. Si cela se produisait, Northwest aurait la possibilité de se trouver ultérieurement de nouveaux clients en redéployant la capacité de son réseau. Ce redéploiement pourrait ultimement aboutir à une diminution des coûts unitaires pour tous les clients.

Northwest a convenu que, si les autres clients associés aux livraisons garanties faisaient face à une restructuration majeure de leurs entreprises, ces clients devraient avoir la même possibilité d'examiner leur situation et de modifier leur demande contractuelle.

Selon l'APC, les ententes entre Westcoast et Northwest permettraient d'assurer que le gaz parviendrait au marché de l'exportation au moins jusqu'au 31 octobre 1989, ce qui libérerait la capacité de

transport du gazoduc. L'APC a indiqué qu'en raison des circonstances qui diffèrent, la réduction proposée pour Northwest ne devrait pas donner aux services publics canadiens le droit d'obtenir une réduction similaire. À l'appui de sa position, l'APC a noté que les services publics canadiens emploient pleinement leur demande contractuelle respective et, qui plus est, exigent un volume additionnel. Toutefois, selon l'APC, rien n'indiquait que Northwest avait besoin de sa demande contractuelle de 809 millions de pieds cubes par jour.

L'APC a convenu qu'à court terme, jusqu'à ce que les contrats avec les distributeurs canadiens soient renégociés, les producteurs pourraient tirer avantage d'une nouvelle répartition se traduisant par une réduction des coûts alloués au marché de l'exportation en recevant des rentrées nettes plus élevées de leurs ventes à l'exportation. Toutefois, l'APC a suggéré qu'à long terme, les distributeurs canadiens tiendraient compte du prix du marché et des droits dans leurs négociations. Ainsi, l'APC a conclu que le prix reçu par les producteurs diminuerait en réponse à cette nouvelle répartition. Inland et B.C. Hydro n'étaient pas d'accord avec l'affirmation de l'APC.

La BCPC, agissant également comme porte-parole de la province, a proposé que l'Office accepte la proposition visant une nouvelle répartition des coûts. Selon la BCPC, la proposition était basée sur deux principes qui devraient être retenus. En premier lieu, le gazoduc est une entreprise conjointe desservant les marchés canadien et de l'exportation, ce qui exige un partage des responsabilités entre les clients du réseau. En deuxième lieu, l'excédent de capacité résultant de la réduction de la demande contractuelle sur le marché de l'exportation se produit parce qu'un contrat de commercialisation de Westcoast a échoué. Toujours selon la BCPC, un traitement similaire devrait être accordé aux services publics canadiens si des circonstances similaires prévalent sur le marché canadien.

Inland et B.C. Hydro ont pris comme position que les parties contractantes devraient être déchargées de la responsabilité de payer leur portion des coûts fixes seulement si la responsabilité est redistribuée en incluant de nouveaux expéditeurs de volumes de demande contractuelle garantie. Elles ont reconnu que les distributeurs locaux avaient diminué leur demande contractuelle dans le cadre de leur limite permise de dix pour cent, mais elles ont noté qu'un contrat d'achat de gaz d'un distributeur local différait de celui de Northwest en ce sens que le contrat du distributeur local comporte une clause de facturation minimale qui oblige le distributeur local à maintenir un facteur de charge de 65 pour cent. Selon eux, il ne convient pas d'étudier un élément d'un contrat et de le déclarer discriminatoire. On doit plutôt considérer l'ensemble du contrat. Inland et B.C. Hydro ont également suggéré que, si Northwest était autorisée à réduire son volume de demande contractuelle, les autres utilisateurs associés aux livraisons garanties devraient alors pouvoir se prévaloir du même privilège.

Inland et B.C. Hydro ont présenté des preuves pour montrer les incidences qu'auraient sur les services publics canadiens une nouvelle répartition des coûts entre les clients du marché de l'exportation si 602 millions de pieds cubes par jour leur étaient attribués, comprenant les 550 millions associés à Northwest et les 52 millions à Poco. Pour 1987, elles ont estimé que ces incidences se traduiraient par une augmentation des droits de deux pour cent par rapport aux droits du scénario de base, si la répartition prenait effet le 1er novembre 1987; ou 14 pour cent, si elle prenait effet le 1er janvier 1987. Contre-interrogées, elles ont convenu que l'augmentation en 1988 serait de 15 à 16 pour cent par rapport aux droits du scénario de base de 1986. Elles ont indiqué que, sur leurs marchés, des taux d'augmentation de cet ordre pourraient affecter la position concurrentielle du gaz naturel par rapport à l'électricité. En outre, Inland et B.C. Hydro ont suggéré que l'augmentation des droits applicables aux distributeurs pourrait amener des clients industriels à s'envisager de passer outre aux distributeurs locaux.

Westcoast a reconnu que, même avec une demande contractuelle de 727 millions de pieds cubes par jour destinés à l'exportation, telle que contenue dans les nouvelles ententes entre Westcoast et Northwest, l'augmentation au cours des deux années allant de 1986 à 1988 atteindrait environ 15 pour cent. Toutefois, Westcoast a noté qu'environ la moitié de l'augmentation est attribuable à des majorations de son coût de service au cours de la même période.

Inland a indiqué qu'elle était disposée à projeter de modifier sa position sur les coûts répartis au marché de l'exportation, si des arrangements à plus long terme étaient envisagés. Toutefois, selon Inland, les nouvelles ententes ne sont pas à long terme. Par conséquent, elle s'est opposée à l'arrangement, en déclarant que l'Office ne devrait pas réviser les facteurs utilisés comme base de répartition des coûts.

Selon Inland et B.C. Hydro, lorsqu'il serait établi que les participants au marché de l'exportation paient tous les coûts associés aux investissements faits pour desservir ce marché, la façon dont les payeurs de droits à l'exportation répartissent les droits entre eux ne présenterait pas d'intérêt pour les distributeurs locaux.

Inland et B.C. Hydro ont suggéré que le problème de Northwest était attribuable au remplacement de ventes garanties par des ventes directes de gaz livré sur une base interruptible. Elles ont conclu que le service interruptible était mal tarifé et que la solution logique consisterait à augmenter les droits de Westcoast applicables au service interruptible par rapport aux droits applicables au service garanti.

ii) Niveaux antérieurs de demande contractuelle

À l'appui de leur position selon laquelle Westcoast devrait continuer à répartir les coûts entre les clients du marché de l'exportation sur la base de 809 millions de pieds cubes par jour, Inland et B.C. Hydro se sont opposées, dans un témoignage conjoint, à la proposition visant à réduire les coûts répartis entre les clients du marché de l'exportation. Les parties ont suggéré qu'il n'était pas nécessaire d'envisager cette augmentation pour le moment, parce que le contrat original de vente de gaz et la licence d'exportation GL-41 prévoyaient une demande contractuelle de 809 millions de pieds cubes par jour jusqu'au 1er novembre 1989.

Les parties ont fait valoir que, dans le passé, l'Office national de l'énergie avait approuvé les installations de Westcoast pour répondre aux demandes contractuelles contenues dans des contrats de vente de gaz passés avec les services publics canadiens et Northwest. Les parties ne voyaient aucune raison de modifier l'arrangement initial pour le moment. B.C. Hydro a proposé que la répartition actuelle des coûts demeure telle quelle jusqu'à ce que les distributeurs locaux aient eu la possibilité de renégocier leurs contrats.

L'APC n'a pas jugé réaliste de continuer à répartir les coûts sur la base des 809 millions de pieds cubes par jour. Selon elle, cela pourrait donner lieu à une situation dans laquelle des installations sont construites et des approvisionnements additionnels de gaz sont réservés par contrat, le tout inutilement. Toujours selon l'APC, l'espace associé aux 809 millions de pieds cubes par jour pourrait être utilisé par d'autres parties, à contrat, sur une base garantie.

Northwest s'est opposée à la répartition des coûts sur la base des 809 millions de pieds cubes par jour en déclarant qu'une telle répartition n'est pas équitable et ne tient pas compte du fait que le réseau de Westcoast sert de transporteur dans un environnement sans restriction d'accès. À cause de la méthode existante de répartition des coûts, Northwest a soutenu qu'elle subventionne d'autres services de

Westcoast. Elle a fait valoir que l'excédent de capacité créé incitait fortement des clients à passer contrat pour un service interruptible. En dernier lieu, elle a soutenu qu'une répartition basée sur 809 millions de pieds cubes par jour a poussé Westcoast à construire ou à acheter des installations comme si 809 millions de pieds cubes par jour étaient vraiment requis. Northwest a suggéré qu'une répartition des coûts basée sur une demande réaliste permettrait de faire correspondre plus étroitement la responsabilité des coûts et l'utilisation des installations, et enverrait des signaux de prix plus exacts aux acheteurs et aux vendeurs, ainsi qu'aux producteurs.

Décision

L'Office continue de considérer le réseau de Westcoast comme une réseau intégré qui a été conçu pour desservir les marchés canadien et de l'exportation. En outre, selon l'Office, le volume de demande contractuelle contenu dans les contrats de ventes et de service garantis de Westcoast demeure une base appropriée pour la répartition des coûts fixes.

L'Office juge raisonnables les demandes contractuelles révisées avancées par Westcoast dans les circonstances du marché de l'exportation, comme l'ont décrit Westcoast et Northwest dans leurs témoignages. Toute réflexion faite, l'Office juge acceptable la nouvelle répartition des coûts qui en résulte. En rendant cette décision, l'Office a soigneusement pris en considération les témoignages des intervenants, plus particulièrement ceux d'Inland et de B.C. Hydro, quant aux incidences sur les autres parties.

Par conséquent, pour la période allant du 1er janvier au 31 octobre 1987, il est ordonné que Westcoast répartisse ses coûts fixes entre les clients du marché de l'exportation associés aux livraisons garanties sur la base de 809 millions de pieds cubes par jour, soit le total des demandes contractuelles de 757 millions de pieds cubes par jour alloués à Northwest et de 52 millions de pieds cubes par jour alloués à Poco.

Pour le reste de l'année d'essai 1987, soit du 1er novembre au 31 décembre 1987, et pour toute l'année d'essai 1988, les coûts seront répartis entre les clients du marché de l'exportation associés aux livraisons garanties sur la base de 727 millions de pieds cubes par jour d'après les nouvelles demandes contractuelles contenues dans les arrangements contractuels révisés proposés par Westcoast: 550 millions de pieds cubes par jour à Northwest; 125 millions de pieds cubes par jour aux producteurs qui approvisionnent Westcoast; et 52 millions de pieds cubes par jour à Poco.

Les coûts seront répartis entre les clients canadiens sur la base de la demande contractuelle contenue dans les contrats de ventes et de service appropriés.

Les décisions susmentionnées sont assujetties aux décisions contenues à la section 6.3.

6.3 Paiement double de la composante-demande

6.3.1 Rétrospective

L'Entente de 1985 sur le gaz naturel

L'Entente de 1985 sur le gaz naturel a incité les parties à s'engager dans un régime axé sur le marché pour le gaz naturel. Les prix à l'exportation ont été déréglementés immédiatement tandis que l'administration des prix intérieurs était éliminée progressivement.

En réponse à cette incitation, une concurrence associée aux approvisionnements de gaz se répandit, les ventes directes faisant ouvertement concurrence aux ventes selon les structures traditionnelles, tant sur le marché canadien que sur le marché de l'exportation. Pour réellement concrétiser la déréglementation du gaz naturel, d'autres éléments doivent être en place, dont un accès non discriminatoire aux gazoducs et aux marchés; en outre, les droits applicables aux ventes de gaz selon les structures traditionnelles et les droits applicables au service de transport ne doivent pas être indûment discriminatoires.

Les organismes de réglementation, dont l'Office, ont réagi à l'évolution de l'environnement et ont pris des mesures pour aider à passer au nouveau régime.

Rôle traditionnel des gazoducs

Avant l'Entente de 1985 sur le gaz naturel, les transporteurs de gaz naturel, comme Westcoast, exerçaient un monopole sur la commercialisation et sur le transport. Tout le gaz véhiculé par gazoduc appartenait au transporteur. Les contrats complémentaires passés avec les fournisseurs d'amont et les clients d'aval servaient à étayer les demandes visant la construction des installations et à obtenir le financement requis. Ces arrangements financiers n'établissaient aucune distinction entre les fonctions de commercialisation et de transport de la société pipelinière.

L'Entente de 1985 sur le gaz naturel a virtuellement éliminé le monopole de commercialisation. Westcoast et ses fournisseurs et clients doivent maintenant faire concurrence aux vendeurs dont les transactions sont directes. Les obligations associées aux arrangements contractuels à long terme existants font entrave à un authentique environnement de tarification axé sur le marché. L'Office peut traiter de certains aspects des incidences qui persistent, mais les parties ou d'autres organismes gouvernementaux ou réglementaires doivent s'occuper des autres.

Incidences des ventes directes sur la réglementation

Le remplacement des ventes de gaz de Westcoast par des ventes directes peut aboutir au paiement double de la composante-demande des droits. Un paiement double se produit lorsqu'un client qui achetait auparavant son gaz d'un distributeur prend des dispositions pour acheter son gaz directement. Dans ses motifs de décision RH-5-85 relativement à TransCanada, l'Office a jugé inapproprié le

paiement double de la composante-demande des droits et a mis en oeuvre un nouveau régime de conception des droits et de répartition des coûts basé sur l'établissement d'un volume de demande opérationnelle.

Dans le cas de Westcoast, un paiement double peut également se produire lors d'un passage de vente à service. Westcoast fait également face à un autre problème parce que le niveau des coûts associés à une vente faite par Westcoast peut être différent du niveau des coûts associés à la vente directe qui la remplace. D'où la possibilité d'une nouvelle répartition des coûts. Une nouvelle répartition des coûts peut également se produire lorsque le gaz expédié en vertu d'une entente de service provient de l'extérieur de la province et n'exige pas de collecte ou de traitement, ou lorsque l'acheteur dont les transactions sont directes décide de passer outre au distributeur local. Dans chaque cas, la question à résoudre est la suivante: qui devrait payer les coûts qui étaient auparavant attribués à la vente faite par Westcoast?

Une nouvelle répartition des coûts du réseau de Westcoast peut aussi se produire lorsque le gaz vendu par transactions directes diffère en qualité de la moyenne du gaz vendu par Westcoast. Dans la plupart des cas, le volume de service garanti, qui remplace le volume de ventes garanties, est de qualité supérieure à la moyenne du gaz vendu par Westcoast. À cause de la structure actuelle des droits de Westcoast, le gaz de qualité supérieure produirait moins de revenus tirés de la perception des droits que le gaz vendu par Westcoast.

Compte tenu des incidences que pourrait avoir un passage des ventes faites selon des structures traditionnelles à celles par transactions directes (passage de vente à service), l'Office doit déterminer comment éviter le recouvrement excédentaire de la composante-demande des droits qui pourrait résulter. Ainsi, il doit décider si les coûts de Westcoast devraient être redistribués.

Décision de 1986 relativement à Westcoast

En 1986, l'Office n'a pas jugé nécessaire de traiter des questions soulevées par le passage de vente à service, y compris le problème posé par le recouvrement double de la composante-demande des droits, puisqu'aucun fait présenté à l'audience de 1986 n'indiquait que ces questions se posaient alors. Il a ordonné qu'en cas de ventes directes, tous les revenus tirés de la perception des droits et recueillis au cours de l'année d'essai soient accumulés dans un compte de report jusqu'à ce qu'il soit décidé comment en disposer à la prochaine audience sur les droits.

Après l'audience de 1986, Westcoast a présenté à l'Office une proposition provisoire visant à autoriser le transport du volume de service pour l'année commençant le 1er novembre 1986. Cette proposition, avec effet seulement durant la période transitoire, appuyée par toutes les parties touchées, exigeait que la composante-demande des revenus tirés de la perception des droits relatifs aux ventes directes garanties soit créditée directement à la facturation du distributeur canadien dans la zone duquel ces ventes directes étaient faites. Cette démarche devint connue sous le nom de crédit basé sur les revenus. L'Office prend note que l'arrangement provisoire a été prolongé par sa lettre du 30 octobre 1987.

6.3.2 Passage de vente garantie à service garanti

Au cours des délibérations, quatre méthodes ont été présentées visant à résoudre le problème du recouvrement double attribuable au passage de vente garantie à service garanti: i) une méthode relative à un crédit basé sur les revenus, ii) une méthode relative à un crédit basé sur le volume, iii) des arrangements d'achats et ventes, iv) une méthode basée sur des droits applicables au remplacement.

i) Méthode relative à un crédit basé sur les revenus

Cette méthode, proposée par Westcoast, porte sur les revenus associés au volume destiné au service. Le crédit versé aux distributeurs locaux serait égal à la composante fixe des revenus tirés de la perception des droits que Westcoast recueille de l'expéditeur de gaz acheté directement. Cette méthode limite toute nouvelle répartition des coûts à la zone particulière de concession où se produit le remplacement. Pour préserver son intégralité et pour éviter une redistribution des coûts dans sa zone de concession, le distributeur local a généralement exigé une indemnité de l'expéditeur pour tous les revenus qu'il ne touche plus.

À l'appui de cette méthode, Westcoast a déclaré que la proposition maintenait simplement l'arrangement actuel dont les parties visées ont convenu. En outre, Westcoast s'est inquiétée de la possibilité d'un transfert des coûts; parce que toutes les ventes directes avaient lieu en Colombie-Britannique, il lui semblait approprié de laisser l'organisme provincial de réglementation décider qui devrait payer tout différentiel dans les droits suscité par des ventes directes. Le choix d'une solution relative à un crédit basé sur les revenus signifierait qu'un transfert de coûts se produirait seulement à la suite d'une décision prise par la BCUC.

Les intervenants n'ont pas appuyé la proposition de Westcoast. Les producteurs s'y sont opposés parce que cette solution était un palliatif et ne libérait pas la capacité de transport du gazoduc. Selon COFI/Cominco, la proposition rendait inefficaces et dénués de sens les droits de Westcoast pour le service de transport. Parce que l'expéditeur est tenu d'indemniser le distributeur pour tout manque à gagner qui pourrait s'ensuivre à cause de l'utilisation de la méthode du crédit basé sur les revenus, COFI/Cominco ont déclaré que l'expéditeur paye réellement des droits pour des ventes basés sur la qualité moyenne du gaz vendu par Westcoast, plutôt que des droits basés sur la qualité du gaz qu'il expédie. Selon COFI/Cominco, le recours continu à un crédit basé sur les revenus encouragerait à passer outre aux services publics canadiens puisque cela pourrait être le seul moyen pour un expéditeur d'éviter les indemnités actuellement exigées.

La plupart des parties n'étaient pas d'accord avec la position de Westcoast selon laquelle la possibilité du paiement double de la composante-demande était un problème qui relève de l'organisme provincial de réglementation. Parce que ce problème est attribuable à la structure des droits de Westcoast, les parties étaient d'avis que la question devait être résolue par l'Office.

ii) Méthode relative à un crédit basé sur le volume

Cette méthode est basée sur le concept[1] de demande opérationnelle tel qu'il est appliqué à TransCanada. En ce qui a trait à Westcoast, cette démarche permettrait de réduire les coûts répartis aux clients-ventes garanties d'une façon semblable à la démarche adoptée pour TransCanada. Les incidences de toute nouvelle répartition des coûts seraient étalées entre tous les clients associés aux livraisons garanties de Westcoast.

---

[1] Pour ce qui est de TransCanada, un concept basé sur la demande opérationnelle a été adopté pour éviter tout paiement double de la composant-demande des droits. En vertu de cette méthode, le volume de la demande opérationnelle de chaque distributeur est calculé ainsi: le volume de demande contractuelle précisé dans le contrat d'achat de gaz conclu entre TransCanada et le distributeur, moins le volume de toutes les ventes directes garanties dites de remplacement dans la zone de concession de

Des intervenants ont proposé que le concept fondamental de la méthode basée sur la demande opérationnelle adoptée pour TransCanada soit appliqué à Westcoast, en l'adaptant à la situation particulière de la société. Westcoast s'est opposée à ce concept parce que ses revenus sont touchés lorsqu'une vente directe remplace une vente de gaz faite par la société. En vertu d'une telle proposition, si le gaz de la vente dite de remplacement provient d'une source qui suscite des droits moindres, Westcoast ne pourrait recouvrer les revenus sur lesquels ses droits sont basés dans l'année où le remplacement a lieu. Westcoast a reconnu que le concept de la demande opérationnelle serait plus acceptable si elle était assurée de recouvrer les revenus dont elle a besoin. Pour apaiser les préoccupations de Westcoast, l'APC, l'ASPIC, COFI/Cominco et Inland ont tous suggéré que la société soit autorisée à inscrire dans un compte de report tout écart dans les revenus de l'année d'essai causé par des ventes dites de remplacement.

En ce qui a trait au concept basé sur la demande opérationnelle, Westcoast s'est également dite préoccupée de savoir si cette méthode aboutirait à un inévitable transfert de coûts des clients industriels aux clients résidentiels et commerciaux. Cette préoccupation était partagée par B.C. Hydro, selon laquelle il ne devrait pas y avoir de transfert de coûts entre les catégories de clients. Toutefois, Inland ne jugeait pas que le transfert de coûts qui se produirait en vertu du concept basé sur la demande opérationnelle serait un problème. COFI/Cominco ont déclaré que, si l'adoption d'un crédit basé sur le volume signifie que les clients de service payent les droits applicables au service, toute nouvelle répartition qui pourrait en résulter est appropriée.

Selon la BCPC, il serait préférable que le mécanisme de crédit approprié soit déterminé par cas. Dans l'alternative, la BCPC a donné son appui à la méthode basée sur la demande opérationnelle sous réserve qu'elle soit réexaminée si le cas le justifie. Elle a choisi cette méthode parce que l'alternative serait de redistribuer le coût dans une plus grande mesure entre les parties.

Il existait également une troisième préoccupation: est-ce que la réduction du volume, en vertu du concept basé sur la demande opérationnelle, serait permanente? Selon Westcoast, une partie ne devrait pas être déchargée en permanence de ses obligations en matière de capacité; elle devrait l'être seulement durant la période où l'entente de service garanti serait en vigueur. À la fin de l'entente de service, l'obligation devrait revenir à la partie qui a signé le contrat de vente. Westcoast s'est également dite préoccupée par le fait que, bien que le volume de demande contractuelle pourrait diminuer à des fins de répartition des coûts, la réduction pourrait ne pas nécessairement s'appliquer à ses obligations contractuelles.

Inland a convenu avec Westcoast que la réduction du volume d'une partie en vertu de la méthode basée sur la demande opérationnelle ne devrait pas être permanente. Elle a suggéré que l'absence d'un mécanisme automatique de retour au niveau antérieur pourrait susciter des abus. Selon l'APC, un distributeur local ne devrait pas avoir le droit de revenir automatiquement à son niveau antérieur de demande contractuelle à la fin de la vente dite de remplacement. Cela permettrait d'éviter que la capacité de transport du gazoduc et l'approvisionnement en gaz soient accaparés et ne puissent être utilisés par d'autres expéditeurs. Northwest s'est également opposée au retour automatique au niveau antérieur.

Les intervenants se sont également dits préoccupés, d'un point de vue contractuel, de la mise en oeuvre d'un concept basé sur la demande opérationnelle. Des parties ont suggéré que toute réduction de volume accordée à un distributeur en vertu de la méthode basée sur la demande opérationnelle devrait aboutir à une réduction équivalente dans les obligations imposées aux producteurs qui

approvisionnent Westcoast de maintenir des réserves. Inland a indiqué qu'elle était disposée à accepter une réduction permanente de son droit d'obtenir du gaz de Westcoast si le concept de la demande opérationnelle était adopté. Cela supposait que la clause d'exclusivité d'achat du gaz contenue dans les contrats de vente de gaz serait abandonnée elle aussi. Inland et B.C. Hydro ont indiqué qu'en vertu d'une démarche basée sur la demande opérationnelle, elles exigeraient un mécanisme de crédit basé sur le volume en ce qui a trait à leurs obligations de prendre ou de payer, ou l'élimination de ces obligations.

Diverses parties ont donné leur avis sur la définition appropriée du remplacement qui devrait être utilisée de concert avec la méthode basée sur la demande opérationnelle. En général, les parties ont appuyé l'adoption de la définition de remplacement qui est appliquée par l'Office dans les Motifs de décision RH-5-85 relativement TransCanada. Voici cette définition:

> "le volume de gaz assujetti à un contrat d'achat direct et de service garanti doit être considéré comme un volume de substitution aux fins de la répartition des coûts fixes si, en présumant l'absence de cet achat direct, le distributeur pouvait approvisionner le compte par un contrat garanti sans devoir lui-même obtenir par contrat des volumes garantis additionnels pour satisfaire à la demande résultante."

iii) Arrangements d'achats et ventes

Westcoast a indiqué que des arrangements d'achats et ventes avaient été élaborés par le passé par l'intermédiaire de la BCPC. En vertu de ces arrangements, la BCPC achetait du gaz des producteurs autres que ceux qui approvisionnent Westcoast et le vendait à Westcoast. Westcoast revendait ce gaz au distributeur, qui le revendait à son tour à un tiers. Si la BCPC consentait à passer ce type d'arrangement, Westcoast n'y voyait pas de problèmes. COFI/Cominco ont indiqué que les arrangements d'achats et ventes ne représentaient pas la meilleure démarche, puisque la BCPC ne les autorisait plus.

iv) Méthode basée sur des droits applicables au remplacement

B.C. Hydro a proposé que des droits applicables au remplacement soient exigés d'un client existant qui est un service public et qui choisit d'acheter du gaz directement. Ces droits seraient égaux aux droits autrement exigés du distributeur et seraient applicables jusqu'à ce que le service public puisse prendre des dispositions pour diminuer sa demande contractuelle ou négocier auprès de Westcoast un crédit basé sur le volume approprié. En outre, le client achetant directement devrait consentir soit à indemniser le service public parce qu'une partie du volume de demande contractuelle n'a pas été utilisée, soit payer les coûts associés à la partie inutilisée du volume de demande contractuelle. Dans sa proposition, B.C. Hydro avait comme objectif déclaré de ne pas affecter les droits. Ainsi, elle demandait à l'Office de reconnaître que nous sommes en période de transition et que, durant cette période, aucune catégorie de clients ne devrait jouir d'un avantage indu en matière de droits par rapport à d'autres catégories.

Westcoast n'a pas pris position. Elle a fait observer qu'une demande relative à des droits applicables au remplacement avait été présentée à la dernière audience sur les droits et que l'Office l'avait rejetée. L'ASPIC s'est fortement objectée au concept de droits applicables au remplacement en suggérant qu'il n'était pas conforme à un accès équitable sans restriction et nuirait à une tarification axée sur le marché.

Décision

Parce que les passages de ventes garanties à service garanti touchent le réseau de Westcoast et ont des incidences sur la répartition des coûts fixes de la société et son recouvrement de revenus, l'Office croit qu'il doit se charger de résoudre ces questions, non pas l'organisme provincial de réglementation.

En novembre 1986, l'Office a approuvé, à titre de mesure provisoire, l'arrangement relatif à un crédit basé sur les revenus que la société a proposé. L'Office note que la méthode relative à un crédit basé sur les revenus limiterait toute nouvelle répartition des coûts à la zone de concession touchée. L'Office juge qu'il serait plus approprié, puisque le réseau de Westcoast est intégré, que les incidences de toute nouvelle répartition des coûts soient supportées par tous les utilisateurs du réseau. Par conséquent, l'Office juge que la méthode relative au crédit basé sur les revenus n'est pas appropriée.

En ce qui a trait aux droits applicables au remplacement proposés par B.C. Hydro, ce concept et ses incidences ont été examinés longuement durant l'audience de 1986. Même si la discussion portait principalement sur le marché de l'exportation, nombre des préoccupations soulevées s'appliquent également au marché canadien. L'Office avait rejeté la proposition à cette époque et il n'a entendu aucun témoignage au cours des présentes instances qui l'incite à penser que des droits applicables au remplacement sont maintenant une solution appropriée.

L'Office note qu'en vertu des arrangements d'achats et ventes, l'acheteur serait toujours tenu de payer le droit qui aurait été exigé si le gaz avait été vendu par Westcoast. Par conséquent, l'Office ne croit pas que les arrangements d'achats et ventes sont une solution appropriée.

L'Office juge que, dans les circonstances de Westcoast, la méthode la plus appropriée pour éviter le paiement double de la composante-demande des droits lors du passage de ventes garanties à service garanti est la méthode basée sur la demande opérationnelle. L'Office adopte également la définition de remplacement utilisée dans les Motifs de décision RH-5-85 relativement à TransCanada.

Afin d'assurer que Westcoast ne connaisse pas de manque à gagner, l'Office lui permet d'établir un compte de report où sera inscrit tout écart dans les revenus causé par le passage de ventes garanties à service garanti durant les années

d'essai. Il est ordonné à Westcoast de maintenir des comptes de report séparés pour chaque zone tarifaire.

Lorsqu'il décide d'appliquer le concept basé sur la demande opérationnelle à Westcoast, l'Office reconnaît que les coûts pourraient devoir être répartis de nouveau entre les clients de la société, mais il note que toute nouvelle répartition résulte simplement de la décision par une troisième partie d'acheter du gaz directement.

L'Office reconnaît que la mise en oeuvre du concept basé sur la demande opérationnelle pourrait affecter les contrats existants. Des parties ont prié l'Office de traiter, ou tout au moins de tenir compte, de questions comme l'approvisionnement en gaz, les obligations de prendre ou de payer, et les clauses d'exclusivité. L'Office avait conclu antérieurement que ces questions n'entraient pas dans son mandat. Toutefois, l'Office connaît les difficultés associées à la modification de certains aspects des arrangements antérieurs qui existent entre les parties, et les problèmes qui n'ont pas encore trouvé de solutions. En outre, l'Office croit que l'inaptitude à résoudre tous les problèmes ne rend pas injustes ou non raisonnables les droits approuvés. L'Office encourage les parties à renégocier les ententes existantes pour résoudre les questions qui doivent être réglées pour la mise en oeuvre complète du concept de l'accès sans restriction.

L'Office ordonne à Westcoast de déposer et d'incorporer dans son tarif une liste du volume de demande opérationnelle de chacun de ses clients associés aux livraisons garanties au 1er novembre 1987. L'Office ordonne également à Westcoast de mettre à jour la liste sur une base trimestrielle. Toute modification apportée au volume de demande opérationnelle approuvé prendra effet lorsqu'aura lieu le premier débit de gaz en vertu de tout nouvel arrangement contractueL Toute réduction du volume établi de demande contractuelle ou de demande opérationnelle se fera seulement avec le consentement du client. Toute réduction de la demande opérationnelle établie sera permanente et il n'y aura pas de retour automatique au volume antérieur à la fin de l'entente de service.

6.3.3 Autoremplacement

L'autoremplacement, qui est défini dans les Motifs de décision RH-5-85 et RH-3-86 relativement à TransCanada, se produit lorsqu'un distributeur remplace toute partie de son approvisionnement de la catégorie des garantis actuellement assujetti à un contrat par un autre approvisionnement ou prend tout autre arrangement à ces mêmes fins.

Westcoast a indiqué qu'elle ne s'oppose pas à ce que ses distributeurs passent des ventes au service, mais elle doit tenir compte des arrangements d'approvisionnement pris avec la BCPC et ses

producteurs. Selon Westcoast, le consentement de ces parties doit être obtenu avant que le passage de vente à service soit permis.

L'APC s'est opposée à l'autoremplacement en déclarant que les clients-ventes garanties de Westcoast, canadiens ou étrangers, ne devraient pas être autorisés à remplacer leurs propres achats chez Westcoast par un service garanti. Elle croit que la démarche basée sur la demande opérationnelle ne devrait pas être modifiée pour permettre à un client-ventes garanties de convertir sa demande contractuelle de vente à service.

L'ASPIC s'est également dite préoccupée de la possibilité d'autoremplacement par les distributeurs. Elle a cité les Motifs de décision RH-3-86 relativement à TransCanada, dans lesquels l'Office déclare que l'autoremplacement n'entre pas dans l'intention de l'Entente de 1985 sur le gaz naturel.

La position de B.C. Hydro a été que, si les distributeurs ne sont pas autorisés à recourir à l'autoremplacement, les producteurs qui approvisionnent Westcoast ne devraient pas y être autorisés non plus. À titre d'exemple, elle a cité le cas dans lequel les producteurs qui approvisionnent Westcoast avaient été autorisés à vendre, sans intermédiaire, le gaz qui n'était pas utilisé par la BCPC à tout moment. Selon elle, les producteurs auraient ainsi le droit de remplacer des ventes qui, autrement, auraient été faites par Westcoast aux distributeurs locaux.

Decision

L'Office ne croit pas que les distributeurs locaux de Westcoast devraient être autorisés à autoremplacer leurs approvisionnements de la catégorie des garantis assujettis a des contrats.

L'Office note que, dans la situation de Westcoast, lorsqu'un distributeur exerce son droit contractuel de diminuer sa demande contractuelle maximale antérieure d'une quantité pouvant atteindre 10 pour cent, l'unique obligation contractuelle du distributeur local concerne la nouvelle demande contractuelle. Selon l'Office, le distributeur local n'abroge pas son contrat en prenant des dispositions pour obtenir, à titre de volume destiné au service, un volume additionnel en deçà de la nouvelle demande contractuelle. L'Office ne considère pas que le fait de commander ce volume, dans ces circonstances, constitue un autoremplacement.

6.3.4 Ententes entre Westcoast et Northwest

6.3.4.1 Description des modifications proposées dans la conception des droits

Conjointement à l'Entente par lettre du 15 septembre 1985 entre Westcoast et Northwest, Westcoast a proposé que les modifications suivantes soient apportées à la conception de ses droits, à partir du 1er novembre 1987.

1) Northwest jouirait des avantages qu'apporte une méthode basée sur la demande opérationnelle, notamment de crédits basés soit sur le volume soit sur les revenus pour les remplacements des

besoins de Northwest en ventes garanties de gaz provenant de Westcoast par un volume aussi à livraison garantie;

2) tous les revenus tirés de la perception de droits pour des livraisons interruptibles qui, en vertu de la méthode de calcul existante, auraient été distribués entre tous les payeurs de droits pour des livraisons garanties, seraient plutôt distribués entre les payeurs de droits canadiens et étrangers; et

3) les droits applicables aux clients-ventes garanties et clients-service garanti de Westcoast seraient basés sur la partie du coût de service brut de ces clients, après déduction du crédit basé sur la partie des coûts fixes du coût du service associé aux clients limitrophes. En d'autres termes, les droits de Westcoast seraient formulés sur une base "brute" plutôt que sur une base "nette".

Cette entente comportait des conditions préalables, dont l'une était que les changements susmentionnés à la conception des droits soient approuvés par l'Office.

6.3.4.2 Applicabilité de la méthode basée sur la demande opérationnelle au marché de l'exportation

Northwest a expliqué que son gazoduc interétatique dessert virtuellement tout le nord-ouest de la région du Pacifique. À cause de la réduction importante de son marché, Northwest a déclaré qu'elle pouvait accepter des nouvelles ventes ou des nouvelles demandes de service de transport dans sa zone commerciale, en se servant du gaz provenant du Canada, sans accroître sa demande contractuelle. Par conséquent, virtuellement tout nouvel arrangement comportant la livraison de gaz canadien à ce marché constituait un remplacement. Pour cette raison, selon Northwest, le mécanisme de redressement choisi par l'Office devrait également s'appliquer au marché de l'exportation.

Northwest a cité deux raisons pour lesquelles la situation de Westcoast et de Northwest est différente de la situation que connaît TransCanada sur le marché de l'exportation: la dépendance de longue date de Northwest envers le gaz canadien et la possibilité dont jouissent de nombreux clients de Northwest d'utiliser alternativement deux combustibles. Cette situation expose Northwest au remplacement des livraisons garanties par des livraisons interruptibles.

Les témoins conjoints de Westcoast et de Northwest ont reconnu que, si toute partie des 125 millions de pieds cubes par jour de gaz souscrits par les fournisseurs qui approvisionnent Westcoast devait être vendue dans la zone commerciale desservie par Northwest, les 550 millions de pieds cubes par jour de Northwest ne seraient pas réduits en vertu de la démarche basée sur la demande opérationnelle.

À la plaidoirie, personne ne s'est opposé à la proposition voulant que Northwest reçoive un crédit basé sur la demande opérationnelle lorsque ses ventes de gaz sont remplacées par des livraisons de gaz faites par Westcoast en vertu d'arrangements de service garanti.

L'APC était d'avis que la même méthode de crédit devrait être appliquée au marché de l'exportation de Westcoast, mais elle a reconnu que la méthode basée sur la demande opérationnelle n'a pas été appliquée au marché de l'exportation de TransCanada. Outre les différences citées par Northwest, l'APC a noté que, dans le cas de Northwest, il est possible de déterminer sur le marché de l'exportation si le gaz de Westcoast est remplacé par du gaz américain ou par du gaz canadien livré par Huntingdon.

Pour le marché de l'exportation, l'APC a proposé de modifier légèrement la définition de remplacement. Voici la définition proposée par l'APC:

> *"le volume de gaz assujetti à un contrat d'achat direct et de service garanti sur le réseau de Westcoast doit être considéré comme un volume de remplacement aux fins de la répartition des coûts si, en présumant l'absence de cet achat direct, Northwest pouvait assurer l'approvisionnement pour le compte du client sur une base de livraison garantie sans devoir lui-même obtenir par contrat un volume garanti additionnel de gaz canadien à être livré par Huntingdon pour satisfaire à la demande qui en résulte."*

Dans leur plaidoirie, Inland et B.C. Hydro ont indiqué qu'elles appuyaient la proposition, du moins en ce qui a trait au volume associé à une livraison garantie. Inland a ajouté cette réserve: la mise en oeuvre du concept de remplacement devrait être limitée aux livraisons faites dans la zone géographique desservie par Northwest, à la seule condition que l'on puisse identifier clairement un payeur de droits sur le marché de l'exportation.

Décision

L'Office note qu'aucun des intervenants ne s'est opposé à ce que, sur le marché de l'exportation, il y ait dédommagement lorsque des livraisons garanties remplacent d'autres livraisons garanties. L'Office note également que, du point de vue conceptuel, le crédit basé sur la demande opérationnelle devrait s'appliquer lorsqu'un volume associé à une livraison garantie qui était antérieurement fourni par le biais d'une entente de ventes est remplacé par un volume livré directement. Dans ces circonstances, l'Office ne voit pas de raison d'empêcher le marché de l'exportation de Westcoast d'être dédommagé pour un remplacement associé à une livraison garantie. Par conséquent, l'Office ordonne à Westcoast de mettre en oeuvre la méthode basée sur la demande opérationnelle pour le marché de l'exportation de la société, à condition que:

i) les 550 millions de pieds cubes de gaz par jour de la demande contractuelle de Northwest ne seront pas réduits en vertu du concept basé sur la demande opérationnelle si toute partie des 125 millions de pieds cubes par jour souscrits par les fournisseurs qui approvisionnent Westcoast sont vendus dans la zone commerciale de Northwest;

ii) les ventes garanties faites à l'extérieur de la zone commerciale de Northwest ne réduiront pas la demande contractuelle de Northwest; et

iii) une réduction de la demande opérationnelle ne sera pas accordée aux clients-ventes garanties et clients-service garanti de Westcoast du marché de l'exportation lorsqu'un volume de remplacement ne transite pas par le réseau de Westcoast.

Sous réserve de ce qui précède, l'Office accepte la définition de remplacement proposée par l'APC.

6.3.4.3 Remplacement par des livraisons interruptibles

Dans certaines situations, un volume visé par une vente garantie peut être remplacé par un volume visé par le service interruptible. Les témoignages ont suggéré que cela se produirait probablement sur le marché de l'exportation de Westcoast. Inland et B.C. Hydro ont indiqué que la situation des distributeurs locaux ne donne pas lieu au remplacement des livraisons garanties par des livraisons interruptibles. L'Office doit décider si un dédommagement devrait être accordé pour ce type de remplacement et, dans l'affirmative, sur quelle base accorder ce dédommagement.

Westcoast et Northwest ont indiqué que leur objectif était de fournir à Northwest un dédommagement lorsque des livraisons interruptibles remplacent des livraisons garanties. Cette situation serait plus sérieuse si Northwest devenait un réseau sans restriction d'accès. L'Office note que Northwest prévoit devenir un réseau sans restriction d'accès, possiblement dès le 1er janvier 1988. Cette question est au nombre des questions abordées dans l'audience que tient actuellement la Federal Energy Regulatory Commission.

Northwest a soutenu que, pour réduire suffisamment le paiement de sa partie des coûts alloués au marché de d'exportation, les revenus tirés des ventes dites de remplacement doivent correspondre aux revenus basés sur la demande contractuelle remplacée. Parce que la majeure partie des ventes de remplacement se produit actuellement sur le marché de l'exportation, un crédit basé sur les revenus applicable au coût global du service ne permet pas de faire correspondre les revenus provenant d'un arrangement de remplacement et ceux provenant des volumes remplaçés. Par conséquent, Northwest a allégué qu'une forme plus directe de crédit est exigée. Dans sa situation, qui est unique, Northwest était d'avis qu'une conception traditionnelle de droits pourrait ne pas fournir le dédommagement nécessaire.

Par conséquent, Westcoast et Northwest ont proposé que soit appliqué un crédit basé sur les revenus tirés des livraisons interruptibles soit au marché canadien soit au marché de l'exportation, selon la destination du gaz associé aux livraisons interruptibles. Westcoast a nommé "attribution" cette démarche relative à un crédit basé sur les revenus.

Voici comment serait appliquée la proposition:

> "*tous les revenus mensuels tirés de la perception des droits pour les ventes et le service interruptibles sur le marché de l'exportation (intérieur) seraient crédités chaque mois aux clients-ventes garanties et aux clients-service garanti du marché de l'exportation (intérieur), au prorata, selon la partie de la totalité des revenus que chaque client du marché de l'exportation (intérieur) apporte dans le cadre des ventes et du service garantis sur le marché de l'exportation (intérieur) dans chaque zone tarifaire.*"

Northwest a déclaré que les ventes et les services supplémentaires dans sa zone commerciale seraient de peu d'envergure à cause de la situation unique auquelle Northwest fait face. Malgré tout, elle avait

convenu d'un mécanisme de crédit relatif aux livraisons interruptibles qui était plus simple à administrer et plus acceptable pour l'Office. Toutefois, Northwest a indiqué qu'elle avait pu déterminer dans chaque cas ce que constituait des ventes supplémentaires par rapport aux ventes dites de remplacement.

Westcoast était d'accord que sa proposition saisirait toutes les ventes du marché de l'exportation, supplémentaires ou de remplacement. Elle a suggéré que cette situation ne devrait pas provoquer de préoccupations, parce que la majeure partie des volumes destinés à l'exportation seraient probablement caractérisés comme volumes de remplacement.

Bien qu'elle appuie le concept d'attribution proposé dans cette situation, Westcoast a indiqué qu'en principe, elle pouvait comprendre les mérites de la méthode de crédit basé sur les volumes supplémentaires applicable à son coût de service global. Toutefois, selon Westcoast, elle serait plus difficile à administrer.

Westcoast a convenu qu'à cause du concept d'attribution, les droits nets associés aux livraisons garanties pour le gaz expédié aux points de livraison en aval sur le marché canadien peuvent différer des droits nets associés aux livraisons garanties pour le gaz transporté vers le marché de l'exportation. Selon Northwest, pour les livraisons garanties, tout écart à court terme entre les droits nets à l'exportation et les droits nets au Canada était justifié par les différences de marchés.

Westcoast a déclaré que le crédit mensuel basé sur les revenus tirés de la perception des droits associés aux livraisons interruptibles éliminerait le besoin de créditer les revenus au coût brut du service et de tenir un compte de report pour les revenus associés aux livraisons interruptibles après le 1er novembre 1987, parce que les crédits mensuels refléteraient les recettes réelles et non une prévision.

Westcoast et Northwest ont reçu le plein appui des producteurs et un appui réservé de la CCPA et de la BCPC. B.C. Hydro, Inland et COFI/Cominco s'y sont opposés.

L'APC et l'ASPIC ont appuyé la proposition de Westcoast d'attribuer les revenus associés aux livraisons interruptibles entre les clients canadiens et les clients du marché de l'exportation. Quant à l'argument voulant que l'attribution engendrerait une discrimination injuste, l'APC a soutenu que les circonstances uniques de la zone commerciale de Northwest éliminaient tout aspect de discrimination injuste. L'ASPIC a déclaré que la démarche éliminait le besoin d'élaborer des arrangements d'indemnités, des droits applicables au remplacement et d'autres arrangements semblables que l'ASPIC avait condamnés dans le passé. Selon elle, toute accusation de discrimination pourrait être facilement refutée.

COFI/Cominco ont jugé que la proposition de Westcoast ne résoudait pas vraiment le problème, qui n'a pas encore été soulevé, de l'accès sans restriction au réseau de Northwest. Selon COFI/Cominco, il est plus approprié de créditer les revenus associés aux livraisons interruptibles au coût du service global. Ils ont proposé que le moyen approprié de traiter ces revenus dans un environnement sans restriction d'accès devrait être déterminé au moment où Northwest deviendra un transporteur sans restriction d'accès.

B.C. Hydro s'est opposée à la proposition de Westcoast parce que le concept de réseau intégré exclut l'attribution des bénéfices tirés de revenus associés aux livraisons interruptibles entre des clients particuliers. B.C. Hydro et Inland ont convenu que, si les revenus associés aux livraisons interruptibles étaient attribués, les coûts du gazoduc devraient également, de façon similaire, être attribués, de telle

sorte que des coûts basés sur 809 millions de pieds cubes par jour soient alloués au marché de l'exportation. Inland a poursuivi en suggérant que, parce que l'attribution peut aboutir à une différence dans les droits nets entre le marché canadien et le marché de l'exportation, cela peut engendrer une discrimination injuste.

La CCPA a indiqué qu'elle s'opposait en principe à l'attribution des revenus associés aux livraisons interruptibles. Elle a toutefois reconnu que la proposition de Westcoast pouvait représenter une solution pratique à court terme, unique à la zone commerciale de Northwest, à cause de son statut éventuel de réseau sans restriction d'accès. Étant donné qu'elle croit la solution temporaire, la Commission s'est dite disposée à appuyer la modification proposée visant à établir un crédit basé sur les volumes associés aux livraisons interruptibles. Elle a incité l'Office à réexaminer la question de l'attribution lorsque les nouvelles ententes entre Westcoast et Northwest expireront.

La BCPC, tout en appuyant l'orientation des ententes entre Westcoast et Northwest, n'acceptait pas la méthode d'attribution proposée dans les ententes. Plutôt que de créditer à Northwest au prorata une partie de tous les revenus associés aux livraisons interruptibles sur le marché de l'exportation, la BCPC a suggéré que l'attribution soit plus précise et limitée aux ventes de gaz interruptibles dans la zone de marché de Northwest. Il faut éviter d'accorder un crédit à Northwest pour des ventes à des clients autres que ses clients réguliers situés en Californie, même si cette méthode est plus difficile à administrer.

Décision

En principe, l'Office croit qu'un dédommagement devrait être prévu pour le volume associé à des livraisons interruptibles seulement lorsque l'on peut clairement démontrer qu est remplacé un volume antérieurement transporté par Westcoast sur une base garantie. Dans ces circonstances, le fardeau de la preuve repose sur la partie qui allègue le remplacement. S'il est établi qu'un tel remplacement par un volume associé à des livraisons interruptibles s'est produit, l'office juge que la forme la plus appropriée de dédommagement serait un crédit basé sur les revenus pour la période du remplacement.

L'Office reconnaît que, pour assurer que les parties visées par des remplacements reçoivent des revenus correspondants, il serait nécessaire d'établir des critères permettant de déterminer si un volume expédié par Westcoast sur une base interruptible est supplémentaire ou de remplacement.

Pour éviter ce fardeau administratif, l'Office note que Westcoast a proposé une attribution des revenus associés aux livraisons interruptibles entre les clients du marché canadien et du marché de l'exportation, qui entrerait en vigueur le 1er novembre 1987. L'Office note également que cette méthode ne répond pas à l'objectif cité, qui est de fournir un dédommagement à Northwest seulement lorsqu'un volume est remplacé par un volume associé à une livraison interruptible. En premier lieu, la méthode touchera les revenus tirés de tout volume associé à une livraison interruptible destiné au marché de l'exportation;

en deuxième lieu, Northwest recevra seulement une partie au prorata de ces revenus; en troisième lieu, la méthode serait applicable lorsqu'un volume associé à une livraison interruptible est remplacé par un autre volume associé à une livraison interruptible.

Tout compte fait, l'Office accepte, à titre de mesure provisoire, la proposition d'attribuer les revenus associés à des livraisons interruptibles entre les clients du marché canadien et les clients du marché de l'exportation. Il faut accepter cette proposition en ce moment étant donné la situation commerciale de Northwest et parce que, si la mesure n'est pas acceptée, des effets plus négatifs que ceux de la solution temporaire s'ensuivraient. Si les circonstances changent à tel point qu'un volume important de gaz, associé aux livraisons interruptibles destiné au marché de l'exportation est livré dans des zones commerciales autres que celle de Northwest, l'Office pourrait réexaminer le caractère approprié de ce traitement. Par conséquent, l'Office ordonne à Westcoast de l'aviser lorsque des livraisons interruptibles dans des zones commerciales autres que celle de Northwest sont envisagées.

6.3.4.4 Droits bruts et droits nets

Dans ses Motifs de décision d'août 1986 relativement à Westcoast, l'Office approuvait le calcul des droits applicables aux livraisons garanties sur une base nette. Pour déterminer les droits sur une base nette, tous les revenus prévus associés aux livraisons interruptibles sont déduits du coût total du service avant le calcul des droits.

Westcoast a proposé de calculer les droits applicables aux livraisons garanties sur une base brute. En vertu de cette méthode, les droits sont fixés sur la base du coût total du service avant déduction des prévisions des revenus tirés du volume associé aux livraisons interruptibles. Westcoast a déclaré que cette méthode était nécessaire pour que les payeurs de droits puissent recevoir des revenus tirés du volume associé aux livraisons interruptibles sous la forme d'un crédit mensuel et pour éviter des reports importants comme ceux qui se sont produits lorsque le réseau de Northwest est devenu provisoirement un réseau sans restriction d'accès de février à mai 1987.

Westcoast a convenu que la conception des droits actuellement approuvée, selon laquelle les revenus associés aux livraisons interruptibles sont crédités au coût global du service, pourrait être maintenue si les revenus associés aux livraisons interruptibles étaient très prévisibles. Malheureusement, particulièrement dans un environnement sans restriction d'accès, les revenus ne seraient pas prévisibles. Par conséquent, pour atteindre ses objectifs sur le marché de l'exportation, Westcoast croyait nécessaire d'adopter la méthode du crédit mensuel.

Westcoast a indiqué que, si les distributeurs canadiens préféraient un droit net et le maintien du mécanisme de compte de report, elle respecterait cette préférence.

Inland a indiqué que, si l'Office acceptait l'attribution des revenus, elle préférerait que ses droits soient calculés sur une base nette. La mise en oeuvre d'un droit calculé sur une base brute, accompagné d'un

crédit accordé postérieurement, ne fait que transférer la responsabilité du compte de report de Westcoast aux distributeurs canadiens.

B.C. Hydro a indiqué qu'elle préférerait également des droit structurés sur une base nette. Toutefois, si l'Office décidait d'adopter une structure de droits calculés sur une base brute, accompagné d'un crédit mensuel, cela lui serait acceptable.

Décision

Étant donné que la proposition de déterminer les droits sur une base brute constitue un des efforts faits par Westcoast pour dédommager Northwest en temps opportun, l'Office accepte que les droits soient calculés sur une base brute pour le marché de l'exportation. L'Office juge également cette méthode appropriée pour le marché intérieur et considère que les conséquences administratives seront mineures.

6.3.4.5 Conception des droits si les ententes entre Westcoast et Northwest ne sont pas entérinées

L'Office sait que les ententes entre Westcoast et Northwest sont soumises à diverses conditions préalables. L'Office comprend que, si les signataires ne respectent pas certaines conditions ou n'y renoncent pas, les ententes n'entreront pas en vigueur. Si les ententes n'entrent pas en vigueur d'ici le 31 décembre 1987, l'Office ordonne que:

i) des coûts fixes de Westcoast soient répartis à Northwest sur la base de 757 millions de pieds cubes de gaz par jour (809 millions moins les 52 millions alloués à Poco);

ii) tous les revenus associés aux livraisons interruptibles soient crédités aux besoins en revenus globaux de Westcoast;

iii) pour déterminer si le volume associé aux livraisons interruptibles peut être utilisé pour calculer la réduction des coûts fixes, chaque cas soit étudié séparément; et

iv) les droits applicables aux livraisons garanties soient calculés sur une base nette plutôt que sur une base brute.

6.4 Obligation journalière maximale de livraison d'Amoco

Dans ses Motifs de décision d'août 1986 relativement à Westcoast, l'Office acceptait la proposition de la société portant sur trois droits applicables au marché de l'exportation, basés sur le lieu d'origine - province ou territoire - du gaz destiné à l'exportation. En vertu de cette proposition, les coûts au marché de l'exportation seraient alloués en premier lieu au gaz provenant de l'Alberta, du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest sur la base des obligations journalières maximales de livraison (OJML) contenues dans les contrats d'achat de gaz, puis au gaz provenant de la Colombie-Britannique.

La Compagnie des pétroles Amoco Canada Limitée (Amoco), qui est l'unique propriétaire du gisement Pointed Mountain, a demandé que l'Office approuve l'OJML de 1987 pour ce gisement qui est indiquée dans la demande, dans sa version modifiée, parce que cette obligation est basée sur les

résultats réels des essais du potentiel de livraison effectués par Westcoast en janvier 1987 conformément à son contrat d'achat de gaz avec Amoco.

Toutefois, parce que l'essai du potentiel de livraison de 1988 sera effectué seulement après que les droits de l'année d'essai auront été déterminés, Amoco a suggéré que son OJML pour 1988 soit estimée en tenant compte de la diminution tendancielle de la pression du gisement Pointed Mountain. Amoco a estimé que l'OJML pour le gisement Pointed Mountain serait de 485,3 x 10^3 mètres cubes le 1er janvier 1988, soit une réduction de 13 pour cent par rapport aux chiffres utilisés pour 1987.

Westcoast a reconnu que les essais du potentiel de livraison ne sont habituellement pas effectués avant la période hivernale de l'année d'essai. Par conséquent, Westcoast a convenu d'utiliser l'estimation d'Amoco, plutôt que l'OJML réelle de l'année précédente, comme base pour déterminer l'OJML pour l'année d'essai 1988.

Les autres intervenants n'ont pas pris position quant à cette question.

Décision

L'Office note que Westcoast et Amoco ont convenu de la prévision de l'OJML de 1988, établie par Amoco, pour le gisement Pointed Mountain. Par conséquent, l'Office ordonne que Westcoast utilise, à partir du 1er janvier 1988, l'estimation de l'OJML établie par Amoco de 485,3 x 10^3 mètres cubes pour le gisement Pointed Mountain.

6.5 Pouvoir calorifique

Westcoast a déclaré que, selon lui, l'Office n'avait pas à traiter de la question du pouvoir calorifique, puisque le pouvoir calorifique du gaz livré aux clients-ventes se situait dans les limites précisées dans le contrat de ventes de gaz. Il a fait remarquer que l'Office avait résolu cette question dans ses Motifs de décision d'août 1986 relativement à Westcoast et que la décision demeure appropriée.

Toutefois, la question du pouvoir calorifique a été de nouveau soulevée à la suite de discussions concernant l'exploitation de l'installation d'extraction des liquides de gaz naturel (LGN). Voici les deux aspects de la question qui ont fait l'objet de discussions durant l'audience: i) est-ce que l'installation d'extraction des LGN devrait payer pour le transport des quantités d'appoint, et ii) est-ce que les quantités d'appoint devraient être comptabilisées sur une base différente selon qu'il s'agit de clients-ventes ou de clients-service?

Dans le complexe Taylor, l'installation d'extraction des LGN, qui appartient en copropriété à Westcoast et à Petro-Canada, est située en aval de l'installation McMahon. L'installation retire les liquides et renvoit le gaz au gazoduc. L'extraction des liquides cause une perte du pouvoir calorifique du gaz. L'installation d'extraction des LGN fournit des quantités d'appoint à Westcoast pour compenser la perte du pouvoir calorifique. Ces quantités suscitent des droits pour la collecte, le traitement et le transport de catégorie courte distance au nord de la station n° 2. En outre, ce gaz est transporté à l'intérieur de la zone 4 et est livré principalement aux distributeurs locaux et aux clients du marché de l'exportation.

Bien que les clients-ventes ne paient pas pour le volume d'appoint, ils doivent payer pour son transport. La raison en est que le volume de gaz auquel s'applique les droits appropriés pour la vente de gaz est mesuré au point de livraison en aval du réseau de Westcoast. D'autre part, les clients-service payent les droits sur la base du volume de gaz mesuré au point de livraison en amont du réseau de Westcoast, ce qui exclut le volume d'appoint. Westcoast a déclaré que l'exploitation de l'installation d'extraction des LGN sur son réseau diminue le pouvoir calorifique moyen du gaz. Elle a fait remarquer que cela aboutit, tout compte fait, à une augmentation légère du volume de gaz dont les clients-ventes ont besoin pour recevoir la même quantité totale d'énergie.

B.C. Hydro a demandé à l'Office d'exiger que l'installation d'extraction des LGN paie un droit comme si elle faisait transporter du gaz jusqu'à Huntingdon, parce que ce gaz diminue la capacité du réseau Westcoast en aval de l'installation d'extraction des LGN. B.C. Hydro a déclaré que les clients-service ne sont pas touchés par la réduction du pouvoir calorifique causée par l'installation d'extraction des LGN, mais que les clients-ventes sont touchés parce qu'ils doivent passer commande d'un volume plus élevé de demande contractuelle qu'ils ne le devraient autrement. Ainsi, les distributeurs se voient imposer des droits plus élevés, ce qui les rend moins concurrentiels par rapport aux expéditeurs.

En outre, selon Inland, la seule méthode juste d'établissement des droits consiste à tenir compte de la réduction du pouvoir calorifique du gaz qui est causée par l'installation d'extraction des LGN et à percevoir un droit soit pour l'installation d'extraction des LGN, soit pour le volume d'appoint afin de refléter le fait que ce volume doit passer à travers l'ensemble du réseau de Westcoast, y compris à l'intérieur de la zone 4.

Selon Poco, il devrait exister un crédit ou un dédommagement pour tout coût additionnel de transport causé par le volume d'appoint.

L'APC a déclaré que le traitement différent accordé aux clients-ventes et aux clients-service semble être occasionné par le fait que le gaz destiné au service est catapulté et facturé lorsqu'il pénètre dans le réseau, tandis que le gaz destiné à la vente est facturé au point de livraison en aval. L'APC laisse à l'Office le soin de décider si le problème est assez important pour justifier des mesures pour y remédier.

Westcoast a répliqué que le fait d'exiger un droit additionnel ou des frais supplémentaires applicables aux droits de l'installation d'extraction des LGN, comme l'ont suggéré Inland et B.C. Hydro, serait discriminatoire en vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie. Selon Westcoast, il y aurait disparité entre l'industrie pétrochimique de la Colombie-Britannique et celle de l'Alberta, où ces droits ne seraient pas exigés. Westcoast a noté qu'Inland reçoit exactement ce qui est précisé dans son contrat d'achat de gaz; c'est-à-dire du gaz dont le pouvoir calorifique est d'au moins 975 BTU.

Décision

Selon l'Office, les différentes catégories d'utilisateurs d'un réseau doivent accepter la réalité et les conséquences de choses comme le mélange des débits de gaz, les incidences que la venue de nouveaux clients industriels peut avoir sur la composition moyenne antérieure du gaz, et la présence d'installations industrielles, comme l'installation d'extraction des LGN. Les installations d'extraction des LGN sont communes dans l'industrie gazière et l'Office croit comprendre que leurs incidences sur les débits de gaz touchés sont généralement connues et acceptées dans cette industrie.

En outre, l'Office juge que les parties qui achètent du gaz de Westcoast reçoivent du gaz qui satisfait aux engagements contractuels, en ce qui a trait au pouvoir calorifique. Par conséquent, l'Office n'est pas disposé à ordonner des redressements à la méthode de répartition des coûts pour tenir compte de l'impact que l'installation d'extraction des LGN a sur les droits exigés des utilisateurs du réseau de Westcoast.

Toutefois, l'Office reconnaît qu'en vertu des arrangements existants, le traitement des clients-ventes et des clients-service diffère relativement au volume de gaz sur lequel les droits sont basés. L'Office ordonne à Westcoast d'étudier si des changements pourraient être apportés pour éliminer cette différence. Il ordonne à Westcoast de lui présenter un compte-rendu de son étude d'ici le 1er avril 1988.

6.6 Méthode de répartition des coûts à l'intérieur des zones

Rétrospective

Dans ses Motifs de décision d'août 1986 relativement à Westcoast, l'Office avait approuvé une méthode de calcul des droits pour Westcoast qui modifiait considérablement le cadre de réglementation dans lequel Westcoast fonctionnait depuis le début des années 70. Trois éléments principaux de cette décision établissaient le cadre pour la conception des droits de Westcoast pour les années d'essai 1987 et 1988. Voici ces trois éléments.

1) l'Office approuvait une méthode de calcul des droits qui incluait 100 pour cent des coûts fixes dans la composante-demande des droits;

2) l'Office approuvait l'utilisation de quatre zones tarifaires pour lesquelles les droits de Westcoast étaient établis sur la base de la méthode dite timbre-poste pour la zone 1, collecte, et la zone 2, traitement; et sur la base volume/distance pour la zone 3, transport au nord, et la zone 4, transport au sud; et

3) l'Office approuvait l'utilisation du volume de demande contractuelle contenu dans les contrats de vente de gaz comme base pour la répartition des coûts fixes qui s'appliquent à chaque zone tarifaire.

Dans sa plaidoirie, Westcoast a soutenu que sa démarche à l'égard de la conception des droits dans la présente audience reposait principalement sur les quatre objectifs suivants:

1) une conception des droits qui est généralement basée sur les coûts et qui est juste envers ses diverses catégories de clients;

2) une conception des droits qui a l'appui du plus grand nombre possible des clients et producteurs de Westcoast;

3) une conception des droits qui peut être facilement comprise et est facile à administrer;

4) une conception des droits qui encourage l'utilisation optimale des installations de Westcoast.

Pour atteindre ces objectifs, Westcoast a indiqué qu'elle avait sollicité les opinions de ses clients et producteurs au cours de l'audience. Elle croit que ses efforts à cet égard ont abouti à des propositions de conception des droits relatifs aux zones 1, 2 et 3 qui, bien que différentes des propositions apparaissant dans la demande originale, ont l'appui de nombre des intervenants qui ont participé activement à l'audience.

6.6.1 Zone 1 - collecte

Dans sa demande originale, Westcoast proposait de déterminer les droits applicables à la collecte (zone 1) en les basant sur une équation qui reconnaissait les coûts réels de collecte du gaz en amont de chacune de ses trois grandes installations de traitement. Westcoast proposait de publier les droits en les groupant aux droits applicables au traitement et de les exprimer en unités de gaz résiduel. Par suite de discussions tenues avec diverses parties au cours des délibérations, Westcoast a retiré sa demande d'un droit combiné applicable à la collecte et au traitement et sa demande concernant des fonctions avec progression par paliers. Aux fins de sa demande, Westcoast a convenu d'adopter la conception des droits relatifs à la zone 1 approuvée par l'Office dans ses Motifs de décision d'août 1986 relativement à Westcoast.

L'APC, COFI/Cominco et l'ASPIC ont appuyé le maintien de la conception des droits existants applicables à la zone 1. En outre, COFI/Cominco ont incité l'Office à ordonner à Westcoast d'effectuer une étude globale de ses frais pour les services de collecte et de traitement bien à l'avance de la prochaine audience.

B.C. Hydro a appuyé une conception vraiment basée sur la méthode dite timbre-poste pour la collecte et le traitement. Elle a soutenu que, là où certaines installations étaient fortement sous-utilisées, la seule façon d'en augmenter l'utilisation était d'imposer un droit uniforme combiné applicable à la collecte et au traitement pour toutes ces installations. Cela tendrait à diminuer l'avantage concurrentiel de l'installation McMahon. Selon B.C. Hydro, la proposition originale de Westcoast, qui était plus simple à saisir, traitait plus efficacement du problème.

Inland a déclaré qu'elle appuie des droits basés sur la méthode dite timbre-poste pour le réseau de collecte existant. Pour des raisons de simplicité, Inland a indiqué qu'elle préférait que les droits applicables à la collecte soient énoncés sur une base d'unités de gaz résiduel. Elle a en outre déclaré que ses préoccupations seraient atténuées si les producteurs étaient chargés de payer les coûts de collecte et de traitement.

Décision

L'office est toujours d'avis que les coûts de collecte (zone 1) doivent être répartis sur la base de la méthode dite timbre-poste; que les droits applicables à la collecte doivent être calculés en divisant le coût de service de la zone 1 par le nombre total d'unités de gaz brut recueilli; et que les droits doivent être publiés sur la base du nombre d'unités de gaz brut. L'Office note également que Westcoast a convenu d'utiliser la conception des droits déjà existante et approuvée pour la zone 1. L'Office reconnaît que, pour certains expéditeurs, des droits applicables à la collecte publiés sur la base du nombre d'unités de gaz résiduel plutôt que sur

la base du nombre d'unités de gaz brut peuvent être plus simples à comprendre. Par conséquent, l'Office exige de Westcoast qu'il mette à la disposition des expéditeurs, pour les aider à utiliser les droits publiés, des tables de conversion de brut à résiduel.

6.6.2 Zone 2 - traitement

Dans sa demande modifiée, Westcoast proposait trois droits distincts relatifs au traitement: i) un droit applicable à l'épuration, ii) un droit applicable à la récupération des liquides, et iii) un droit applicable aux petites installations relativement à Sikanni.

6.6.2.1 Droit applicable à l'épuration

Westcoast avait d'abord proposé un droit unique applicable au traitement qui comprendrait aussi le droit applicable à la récupération des liquides et refléterait les coûts moyens de traitement du gaz de diverses teneurs acides à chaque installation. Le droit unique applicable au traitement serait publié sur une base d'unités de gaz résiduel et serait groupé avec les droits applicables à la collecte. Le gaz transitant par l'installation de traitement serait également assujetti à un droit minimal applicable au traitement et le même droit applicable au traitement serait payé pour tout le gaz de qualité similaire.

Les droits combinés qui étaient proposés comportaient des taux par paliers et étaient associés à une fonction à progression par paliers de diverses hauteurs pour refléter les coûts croissants du traitement du gaz de différentes teneurs acides. Les coûts du traitement du gaz varieraient; ils seraient les moindres à l'installation McMahon et les plus élevés à l'installation Pine River.

Vers la fin de la phase 1 de l'audience, Westcoast a clarifié sa position sur des questions de conception des droits. Elle a indiqué qu'elle ne demandait plus des droits combinés applicables à la collecte et au traitement ou des droits basés sur des fonctions à progression par paliers, ni pour des droits applicables au traitement qui comprendraient aussi les coûts de la récupération des liquides.

Westcoast a déclaré qu'elle continuerait de déterminer les droits applicables à l'épuration pour l'élimination du gaz acide sur la base de la méthode dite timbre-poste, mais qu'elle proposait d'énoncer les droits en termes d'unités de gaz résiduel. Pour calculer l'équation basée sur les coûts relativement au droit applicable à l'épuration, Westcoast a dressé une courbe en reliant quatre points, dont trois reflétaient les coûts réels moyens de traitement à chacune de ses trois grandes installations de traitement.

L'APC était disposée à accepter la conception révisée des droits applicables à l'épuration proposée par Westcoast. Elle a également suggéré que Westcoast devrait pouvoir demander un droit applicable au traitement du gaz riche en CO_2 afin de décourager le recours à la dérivation. L'APC a noté que Westcoast entend effectuer une étude sur la causalité des coûts en ce qui a trait à ses installations de traitement, avec comme objectif que les résultats de l'étude pourraient former la base de calcul des futurs droits relatifs au traitement. L'APC a convenu de fournir son aide et toute information dont elle dispose.

COFI/Cominco ont accepté la conception révisée; toutefois, ils demeuraient préoccupés par le fait que Westcoast peut ne pas encore avoir établi un rapport exact entre les coûts d'épuration et la teneur en acidité. Par conséquent, COFI/Cominco ont incité l'Office à ordonner à Westcoast de retenir les

services d'experts indépendants pour examiner ses propositions actuelles et d'autres solutions possibles, de consulter officiellement les parties touchées, et de soumettre à l'Office un rapport officiel sur ses conclusions, le tout en temps opportun, bien avant la tenue de la prochaine audience.

L'ASPIC a appuyé la proposition modifiée et a déclaré qu'elle continuera de l'appuyer jusqu'à ce qu'un groupe de travail auquel siégerait l'industrie ait étudié les frais de traitement de Westcoast et déterminé un droit approprié.

B.C. Hydro a appuyé la proposition originale de Westcoast; elle a fait observer que la seule façon de réorienter la demande en faveur des installations de traitement sous-utilisées serait d'avoir un droit uniforme pour toutes les installations, ce qui réduirait les avantages de McMahon.

Inland préférait les droits applicables au traitement qu'avait proposé Westcoast à l'origine, en déclarant que ces droits sont mieux étayés par des calcul de coûts.

Décision

L'Office juge que la conception modifiée des droits applicables à l'épuration qui est proposée par Westcoast est conforme à la prestation du service et est appropriée dans les circonstances. Par conséquent, l'Office accepte la conception révisée pour les années d'essai 1987 et 1988.

L'Office prend note du commentaire de l'APC selon laquelle Westcoast devrait pouvoir demander un droit applicable au traitement du gaz riche en CO_2 et rappelle aux parties que Westcoast peut, à discrétion, soumettre de nouveaux droits à l'Office.

Toutefois, l'Office partage les préoccupations de certaines parties selon lesquelles Westcoast peut ne pas avoir encore établi des équations entièrement exactes sur la répartition de coûts. Par conséquent, l'Office ordonne à Westcoast d'effectuer une étude, de concert avec l'industrie, de ses propositions actuelles pour la collecte et le traitement, et d'envisager d'autres propositions, afin d'assurer que les droits applicables à la collecte et au traitement sont calculés à partir d'équations adéquates. Il est ordonné à Westcoast de présenter ses résultats à l'Office d'ici le 1er avril 1988.

6.6.2.2 Droit applicable à la récupération des liquides

La société propose que son droit applicable à la récupération des liquides continue d'être basé sur la méthode dite timbre-poste, avec une variation mineure apportée à la méthode approuvée par l'Office dans ses Motifs de décision d'août 1986 relativement à Westcoast. La variation change la base de calcul du droit; on utilise des unités de gaz résiduel plutôt que des équivalents en liquides associés au gaz résiduel. Le droit résultant est un droit à taux uniforme applicable à la récupération des liquides, où le même droit est applicable à tout le gaz exigeant la récupération des liquides. L'objectif du

changement - en se rappelant que le droit est inférieur à un cent le million de pieds cubes - est de simplifier le droit.

Au contre-interrogatoire, les intervenants se sont dits préoccupés par la proposition de Westcoast visant un droit uniforme; toutefois, aucune partie ne s'y est opposée fortement.

Décision

L'Office juge raisonnable la proposition et accepte la méthode de calcul du droit applicable à la récupération des liquides proposée par Westcoast.

6.6.2.3 Droit applicable aux petites installations de traitement relativement à Sikanni

Par suite de l'acquisition de l'installation de traitement de Sikanni, Westcoast proposait une méthode unique de calcul des droits applicables au traitement effectué à l'installation de Sikanni pour les années d'essai 1987 et 1988.

Au cours de l'audience, Westcoast a reconnu qu'elle a besoin de plus de temps pour effectuer les études appropriées avant que le droit applicable à l'installation de Sikanni puisse être bien incorporé au droit applicable au traitement.

Westcoast a déclaré que le droit de 88,76 $ par 10^3 mètres cubes qu'elle propose est basé sur les coûts et est conçu pour lui permettre de recouvrer le coût estimé d'exploitation de l'installation durant les années d'essai 1987 et 1988.

B.C. Hydro s'est dite inquiète que le droit pourrait accroître la sous-utilisation et encourager des additions aux installations. Selon elle, les coûts des installations additionnelles ne doivent pas accroître les droits exigés des autres payeurs de droits.

L'APC a convenu d'accepter le droit proposé pour l'installation de Sikanni et elle a ajouté, dans la mesure où les droits sont concernés, que toute nouvelle installation de petite envergure doit être traitée sur une base individuelle.

Inland a jugé que le droit proposé par Westcoast pour son installation de Sikanni est raisonnable dans les circonstances présentes.

L'ASPIC a déclaré qu'elle accepterait le droit s'il était bien compris qu'un groupe de travail auquel siégerait l'industrie étudierait les coûts du traitement et déterminerait de quelle façon ils doivent être élaborés aux fins de conception des droits (voir section 6.6.2.1).

Décision

L'Office accepte le droit de 88,76 $ par millier de mètres cubes proposé par Westcoast pour son installation Sikanni pour les années d'essai 1987 et 1988.

6.6.3 Zone 3 - transport au nord

Dans les Motifs de décision de l'année dernière, l'Office avait conclu que la zone 3 assurait principalement une fonction de transmission et que les coûts devraient donc être répartis sur la base de la méthode du volume conjugé par la distance (méthode volume/distance). À cause de circonstances spéciales, l'Office avait exclu les clients limitrophe de cette répartition. Les droits de ces derniers devaient être basés sur le concept du gisement le plus proche.

Dans sa demande, Westcoast a décrit la zone 3 comme étant constituée d'un réseau de canalisations par lesquelles est transporté du gaz résiduel et dans lesquelles se mélange le gaz résiduel provenant de nombreux points de livraison; le gaz ainsi mélangé est transporté à un point central. À cause de la complexité physique de son réseau, Westcoast a soutenu que l'utilisation de la formule volume/distance était trop complexe et que le calcul des unités de répartition était difficile à comprendre et que son application prenait beaucoup de temps.

À l'origine, Westcoast avait proposé que les droits applicables à la zone 3 soient convertis en droits relatifs à la catégorie longue distance et droits relatifs à la catégorie courte distance, et qu'un droit basé sur la méthode dite timbre-poste soit appliqué à chacune. Le point de coupure entre courte distance et longue distance serait de 50 kilomètres. Le droit relatif à la catégorie courte distance s'appliquerait aux livraisons faites aux clients limitrophes et à l'installation d'extraction des LGN, ainsi qu'au gaz transporté dans les gazoducs Tumbler Ridge et Pine River et, par conséquent, s'éloignait du concept du gisement le plus proche.

Westcoast a déclaré qu'elle croyait qu'un seul droit, basé sur la méthode dite timbre-poste, était le plus approprié pour les expéditions à longue distance dans la zone 3. Toutefois, après la tenue de discussions avec divers intervenants durant l'audience, Westcoast a proposé que la zone de longue distance soit divisée en deux sous-zones. Une sous-zone consisterait du tronçon allant de Fort Nelson à la station de compression n° 2, et comprendrait toutes les canalisations d'interconnection, tandis que l'autre sous-zone consisterait de tous les autres tronçons de transmission de la zone 3. Westcoast a également proposé que le point de coupure de 50 kilomètres soit porté à 75 kilomètres de façon à toucher tous les clients limitrophes.

L'ASPIC a continué de croire que le respect complet d'un principe dicterait le maintien de la méthode volume/distance. Toutefois, elle a reconnu l'attrait de la méthode dite timbre-poste, car elle est simple et facile à administrer. La création de sous-zones dans zone 3 s'inspire de la méthode volume/distance tout en conservant l'attrait, dû à la simplicité, du droit fondé sur la méthode dite timbre-poste. Selon l'ASPIC, le concept de sous-zones répond à la préoccupation de Westcoast au sujet des changements continuels dans le droit, tout en tenant compte du fait que les distances varient énormément entre Fort Nelson et la station de compression n° 2, comparativement à la distance entre la frontière de l'Alberta et la station n° 2. L'ASPIC a donc loué le compromis auprès de l'Office puisqu'il permet d'atteindre les objectifs de toutes les parties. L'ASPIC est également disposée à accepter le concept de droit relatif à la catégorie courte distance, avec un point de coupure de 75 kilomètres.

La CCPA a maintenu son opinion à savoir que la conception de droits basée sur le volume et la distance est la plus appropriée pour la zone 3. Toutefois, la Commission ne s'objecterait pas à une démarche relative à deux sous-zones. Elle a déclaré que, bien que la séparation de la zone 3 en deux sous-zones ne soit pas entièrement conforme à ses principes, elle élimine la préoccupation première de la Commission concernant l'interfinancement entre les deux zones; elle minimise également la mesure

dans laquelle se produit un interfinancement à l'intérieur des deux sous-zones en raison de leur territoire plus réduit.

La Commission a fait valoir que la diversité de l'approvisionnement ou les restrictions de capacité ne devraient pas être des facteurs déterminants lorsque l'Office doit décider de l'imposition d'une conception de droits qui soit appropriée pour un gazoduc. Elle a soutenu qu'il serait injuste envers les expéditeurs de réaliser ces objectifs grâce à une conception des droits qui ne serait pas basée sur des principes économiques sains.

B.C. Hydro a reconnu que la proposition de sous-zones est un compromis entre les droits basés sur la formule volume/distance et les droits basées sur la méthode dite timbre-poste. Elle a appuyé la proposition originale de Westcoast pour trois raisons: la zone 3 est similaire au réseau de la Corporation Albertaine NOVA, qui applique un taux uniforme basé sur le concept dit timbre-poste à tout le gaz qui quitte cette zone; un taux unique pour le transport à longue distance réduirait le désavantage, sur le plan de la concurrence, du point de vue des droits, auquel fait face l'installation Fort Nelson et en encouragerait une plus grande utilisation; des droits qui entravent l'utilisation d'autres installations pour lesquelles la demande contractuelle est moindre ne devraient pas être élaborés.

Inland a appuyé la proposition de conception de droits contenue dans la demande originale, mais elle a convenu que le point de coupure pour les clients limitrophes devrait être de 75 kilomètres.

Décision

L'Office demeure d'avis que, pour une fonction de transmission, les coûts devraient généralement être basés sur la méthode volume/distance, mais il juge que la proposition de conception de droits basés sur les distances, courte et longue, et deux sous-zones, telle que présentée par Westcoast, a du mérite. Selon l'Office, cette proposition permet réellement de répondre aux préoccupations formulées par la CCCA concernant l'interfinancement à l'intérieur de la zone, elle possède les attributs désirables de simplicité et de facilité d'administration, et elle aboutit à des droits justes et raisonnables dans les circonstances.

Par conséquent, l'Office accepte la méthode de calcul des droits de la zone 3 comme décrite par Westcoast dans sa plaidoirie, y compris le point de coupure de 75 kilomètres pour les clients dont le gaz est transporté à courte distance.

6.6.4 Zone 4 - transport au sud

Dans ses Motifs de décision d'août 1986 relativement à Westcoast, l'Office acceptait la méthode de Westcoast pour la répartition de la demande contractuelle de chaque distributeur local entre les points de livraison dans la zone 4, mais elle ordonnait à Westcoast d'étudier d'autres démarches qui seraient examinées lors de la prochaine audience.

Westcoast a proposé d'utiliser la moyenne des trois jours de pointe de la saison précédente comme base pour répartir la demande contractuelle plutôt que la méthode adoptée précédemment qui était basée sur la moyenne des trois jours de pointe en janvier.

L'APC, B.C. Hydro et Unocal Canada Limited (Unocal) ont appuyé la proposition de Westcoast.

Décision

L'Office accepte la proposition de Westcoast de répartir la demande contractuelle entre les points de livraison de la zone 4 sur la base des trois jours de pointe de la saison froide précédente.

6.6.5 Zone 5 - installations de l'Alberta

L'ASPIC a soulevé la question à savoir si la méthode de calcul des droits variables présentement utilisée pour calculer les droits applicables à la zone 5 nuisait à la mise en marché du gaz sur le réseau de Westcoast à cause des grandes fluctuations mensuelles que connaît le droit unitaire. L'ASPIC s'est également dite préoccupée du manque de supervision réglementaire suivie par la CCPA en ce qui a trait aux droits.

Westcoast a répondu aux préoccupations de l'ASPIC en s'engageant à mettre en oeuvre un droit pertinent unique pour la zone 5.

L'APSIC, Inland et Poco ont discuté de la question; elles ne sont pas opposées à ce que Westcoast entreprenne de mettre en oeuvre la méthode dite timbre-poste pour la zone 5.

Décision

L'Office note que Westcoast, en s'engageant de mettre en oeuvre un droit unique pour la zone 5, a répondu de façon appropriée aux préoccupations des intervenants. Par conséquent, l'Office n'a aucune mesure à prendre en ce moment. Toutefois, il ordonne à Westcoast de déposer les droits actuels pour la zone 5 et toute modification future de ces droits.

6.7 Droits applicables aux livraisons interruptibles

6.7.1 Conception des droits applicables aux livraisons interruptibles

Dans ses Motifs de décision d'août 1986 relativement à Westcoast, l'Office avait conclu que, compte tenu de la qualité élevée du service interruptible fourni par Westcoast, les droits applicables aux livraisons interruptibles devraient contribuer de façon importante aux coûts fixes. Par conséquent, une conception des droits applicables aux livraisons interruptibles au Canada, offert à deux niveaux, avait été établie, le droit de premier niveau étant équivalent au droit applicable aux livraisons garanties à un facteur de charge de 75 pour cent, et le droit de deuxième niveau étant égal au droit applicable aux livraisons garanties à un facteur de charge de 85 pour cent. Un droit de niveau unique était établi pour

le transport sur une base interruptible vers le marché de l'exportation, calculé sur la base d'un droit applicable aux livraisons garanties à un facteur de charge de 75 pour cent.

L'Office avait également ordonné que tous les droits applicables aux livraisons interruptibles soient calculés d'après un besoin de revenus qui ne tienne pas compte des revenus tirés des volumes livrés sur une base interruptible prévus pour l'année d'essai (c'est-à-dire la méthode basée sur le besoin de revenus bruts).

Au cours de l'audience, Westcoast n'a pas proposé de modifier la méthode de calcul des droits applicables aux livraisons interruptibles et s'opposait à la proposition voulant que l'on réduise ces droits en les calculant d'après un besoin de revenus nets après déduction de la prévision des revenus associés aux livraisons interruptibles. Westcoast a déclaré que les droits applicables aux livraisons interruptibles devraient être fixés à un niveau qui ne décourage pas l'utilisation du réseau par des clients associés aux livraisons garanties et qui maximise la contribution que les droits applicables aux livraisons interruptibles apportent aux coût fixes.

L'APC a fait observé que les facteurs de charge de 75 pour cent et de 85 pour cent établis dans les Motifs de décision d'août 1986 relativement à Westcoast se sont révélés être, en pratique, des facteurs de charge de 65 et 75 pour cent pour les niveaux un et deux respectivement parce que l'on avait disposé de revenus dont le montant était élevé - ce qui n'avait pas été prévu - provenant de la perception de droits applicables aux ventes interruptibles sur le marché de l'exportation. L'APC a déclaré que ce résultat ne l'inquiétait pas aussi longtemps qu'un équilibre approprié était maintenu entre le rendement économique et l'équité.

L'ASPIC et COFI/Cominco ont soutenu que les droits applicables aux livraisons interruptibles devraient être calculés d'après le besoin en revenus après déduction de la prévision de revenus provenant des ventes et du service interruptibles. Ils considéraient nécessaire de rétablir le rapport entre les droits réels applicables aux livraisons garanties et ceux applicables aux livraisons interruptibles qui avaient été envisagés dans les Motifs de décision d'août 1986 relativement à Westcoast.

B.C. Hydro et Inland ont soutenu que les droits applicables aux livraisons interruptibles basés sur des droits applicables aux livraisons garanties à un facteur de charge de 75 pour cent sont trop faibles et ont suggéré qu'un facteur de charge de 65 pour cent serait plus approprié.

Inland a également proposé un taux basé sur la méthode dite timbre-poste pour la collecte et le traitement du gaz associé à des livraisons interruptibles. Il a soutenu que cela susciterait une utilisation plus uniforme des installations de traitement. B.C. Hydro a appuyé cette proposition et Westcoast a déclaré que cette proposition valait la peine d'être étudiée parce qu'elle susciterait l'utilisation des installations sous-utilisées.

Décision

L'Office n'est pas persuadé qu'il est nécessaire de modifier la conception des droits applicables aux livraisons interruptibles. Selon l'Office, le recours à la méthode basée sur le besoin en revenus bruts et aux facteurs de charge établis permet d'atteindre un équilibre approprié entre la rentabilité et l'équité. L'Office note que la grande distortion existant dans les facteurs de charge en 1987 était attribuable à une situation unique qui s'était produite en 1987 suite à la levée temporaire de la restriction d'accès au gazoduc de Northwest. L'Office juge que

la conception des droits ne devrait pas être modifiée en réponse à des situations semblables.

6.7.2 Affectation des revenus associés aux livraisons interruptibles

Décision

Comme il a été discuté à la section 6.3.3, l'Office a décidé que, pour le moment, les revenus associés aux livraisons interruptibles seront attribués entre les clients du marché canadien et les clients du marché de l'exportation, et que, dans chaque catégorie, elles seront partagées au prorata entre les clients associés aux livraisons garanties, selon leur demande contractuelle.

6.7.3 Droits applicables aux livraisons interruptibles saisonnières

L'ASPIC a demandé la mise en oeuvre d'un droit applicable à des livraisons interruptibles estivales pour une période d'essai. L'ASPIC a maintenu que les ventes de gaz naturel, plus particulièrement sur le marché de l'exportation, augmenteraient s'il existait un droit, d'environ 10 pour cent inférieur aux droits actuels applicables aux livraisons interruptibles, qui serait rattaché uniquement à des livraisons interruptibles estivales.

Westcoast et plusieurs intervenants se sont opposés à des droits saisonniers applicables à des livraisons interruptibles en déclarant que rien ne vient suggérer que l'introduction d'un droit moindre applicable aux livraisons interruptibles estivales augmenterait le débit du gazoduc. En outre, ils ont maintenu que de tels droits auraient probablement pour effet de réduire les revenus associés aux livraisons interruptibles. Il a été soutenu qu'en l'absence de preuve contraire, les payeurs de droits applicables aux livraisons garanties ne devraient pas être tenus de supporter le risque d'une réduction de revenus. Westcoast a déclaré qu'elle serait disposé à étudier et à soumettre à l'Office toute proposition qui démontrerait qu'un droit saisonnier spécial serait nécessaire pour capturer un marché supplémentaire.

Décision

L'Office note qu'aucune preuve concrète n'a été présentée à l'appui de l'idée que des droits saisonniers applicables à des livraisons interruptibles estivales stimuleraient le débit. L'Office ne juge pas approprié de mettre en oeuvre de tels droits en ce moment. Toutefois, l'Office serait disposé à étudier toute proposition qui démontrerait: en premier lieu, qu'un marché supplémentaire pourrait être capturé si des droits saisonniers existaient et, en deuxième lieu, que ces droits abaisseraient les droits payés par les autres clients de Westcoast.

6.8 Autres questions concernant la conception des droits

6.8.1 Mesure de la demande contractuelle des clients limitrophes

À l'origine, la société avait proposé de mesurer la demande contractuelle des clients limitrophes à l'aide de la moyenne des volumes livrés par Westcoast au cours des trois jours de pointe de la saison froide précédente. Pour l'année d'essai 1986, Westcoast a utilisé la moyenne des livraisons au cours des trois jours de pointe de janvier de l'année de base 1985.

Dans sa plaidoirie, Inland a soutenu que Westcoast devrait modifier la méthode de calcul qu'elle propose afin d'incorporer l'utilisation d'une moyenne mobile basée sur trois années dans son calcul de la demande des clients limitrophes. L'avantage de cette moyenne est de permettre d'éviter des fluctuations importantes dans la demande contractuelle, lesquelles peuvent se produire à cause des importantes variations de température d'année en année.

Westcoast a répliqué qu'elle acceptait la proposition d'Inland d'utiliser une moyenne mobile basée sur trois années, des besoins de jour de pointe en saison froide pour déterminer la demande contractuelle appropriée des clients limitrophes.

Décision

L'Office accepte la méthode de calcul proposée par Inland, et ordonne à Westcoast d'utiliser cette méthode pour déterminer la demande contractuelle des clients limitrophes pour les années d'essai 1987 et 1988.

6.8.2. Traitement proposé des additions aux installations dans le calcul des droits

Dans ses Motifs de décision d'août 1986 relativement à Westcoast, l'Office avait demandé à la société d'élaborer une politique concernant le traitement des additions aux installations dans le calcul des droits et de proposer cette politique dans sa prochaine demande relative aux droits.

En réponse à cette demande, Westcoast a indiqué qu'elle construirait de nouvelles installations pour relier de nouvelles réserves de gaz où le droit existant, durant le moindre de la durée du contrat ou de la durée de la réserve, ou dix ans, permettrait de recouvrer au moins 50 pour cent du coût de ces installations. Si le droit ne permet pas de recouvrer au moins 50 pour cent de ces coûts, Westcoast a proposé d'exiger des frais supplémentaires, que supporteraient les utilisateurs de ces nouvelles installations, afin d'amener le droit à un niveau de 50 pour cent.

Au cours de l'audience, Westcoast a déclaré que sa proposition représentait une politique qui était en place et qui pourrait être utilisée pour trier les demandes de nouvelles installations. Westcoast croyait que son projet de politique était similaire à celui de NOVA.

Westcoast a également indiqué qu'elle continuerait à présenter des demandes à l'Office visant l'approbation de nouvelles installations et de nouveaux droits et que l'Office considérerait chaque demande selon ses mérites propres.

L'APC a appuyé la position de Westcoast pour les installations de collecte seulement. Elle n'acceptait pas que la politique s'applique aux additions aux installations de traitement et de transport.

B.C. Hydro a proposé trois essais pour l'évaluation des propositions relatives à des additions: un essai basé sur les revenus pour assurer le recouvrement complet des coûts, un essai basé sur la sous-utilisation des installations, et un essai de coût d'option pour assurer que l'addition proposée est la plus économique. B.C. Hydro a également appuyé la proposition relative à des contributions pour aider à construire des additions plutôt que la proposition relative à des frais supplémentaires avancée par Westcoast parce que cela réduit fortement le risque pour les autres payeurs de droits applicables aux livraisons garanties de ne pas voir les revenus se concrétiser.

Inland croyait qu'une politique appropriée doit être en place et mise en oeuvre et que la société ne devrait pas demander l'approbation des installations à moins que les exigences de la politique ne soient satisfaites. Selon Inland, la politique devrait s'appliquer seulement à la collecte et au traitement. Toujours selon Inland, le coût complet des nouvelles installations devrait être recouvré; Inland s'est opposée au concept de frais supplémentaires pour les additions. Inland préférait que Westcoast obtienne des contributions pour immobilisations en s'adressant aux personnes désirant la construction d'installations.

La BCPC s'est opposée à un essai relatif aux additions parce que l'on ne peut s'y fier pour prendre des décisions. Selon la BCPC, chaque addition devrait être considérée séparément, d'après des critères de commodité et de nécessité publiques.

En réplique, Westcoast a appuyé les commentaires de la BCPC. Selon la société, les intervenants ont exagéré la pertinence de l'essai dans le contexte de l'obligation pour l'Office, en vertu de la Partie III de la Loi, d'approuver chaque demande visant des additions et l'obligation pour l'Office, en vertu de la Partie IV de la Loi, de fixer des droits justes et raisonnables.

Décision

L'Office juge encourageant que Westcoast ait établi une politique globale manifeste qui constituerait l'une des bases pour trier les demandes visant des additions aux installations. Toutefois, l'Office prend note des préoccupations des intervenants à savoir si l'application de la politique devrait être limitée aux installations de collecte ou aux installations de collecte et de traitement; et s'il serait plus approprié de financer la construction à l'aide de contributions plutôt qu'en exigeant des frais supplémentaires, afin de réduire le risque pour les autres payeurs de droits.

L'Office est d'accord avec les parties selon lesquelles la politique de Westcoast devrait être utilisée à titre de ligne directrice seulement. L'Office rapelle aux parties que tous les projets d'additions pour lesquels Westcoast demande une autorisation à l'Office sont traités conformément aux Parties III et IV de la Loi sur l'Office national de l'énergie sans qu'il soit tenu compte de tout critère utilisé par la société dans l'étude de ces projets.

6.8.3 Proposition d'Inland concernant des frais supplémentaires

Inland a proposé une méthode basée sur des frais supplémentaires qui permettraient à Westcoast de répartir équitablement entre ses clients les coûts des installations sous-utilisées. Plus précisément, la proposition d'Inland porte sur la répartition des coûts associés à la sous-utilisation des installations de collecte et de traitement. Parce que certains clients-ventes peuvent maintenant passer des ventes au service, et éviter ainsi de payer les droits moyens de collecte et de traitement, en prenant le gaz en amont des installations qui ont le pourcentage d'acidité le plus faible, la sous-utilisation des installations de collecte et de traitement pourrait augmenter. Les clients peuvent également acheter le gaz de l'Alberta, ce qui leur permet d'éviter complètement les installations de collecte et de traitement. Inland est d'avis que ces coûts ont été engagés avec discernement par Westcoast et suggère que l'Office établisse une ligne de conduite bien définie pour une répartition équitable de ces coûts entre toutes les catégories de clients. Inland a proposé que:

i) Westcoast détermine la capacité contractuelle maximale de ses grandes installations;

ii) pour les installations fonctionnant à moins de 90 pour cent de leur capacité, les droits soient calculés en supposant un facteur de charge de 100 pour cent;

iii) tout manque à gagner soit déterminé pour ces installations; et

iv) le manque à gagner en droits applicables à la collecte et au traitement soit réparti entre tous les utilisateurs du réseau de Westcoast associés à des livraisons garanties.

La mise en oeuvre de la proposition d'Inland permettrait d'éviter que les clients-ventes passent des ventes au service en évitant complètement les coûts moyens du réseau des installations de collecte et de traitement. En réalité, ces clients de service contribueraient aux coûts des installations sous-utilisées grâce aux paiements de frais supplémentaires.

Westcoast n'a pas pris position sur la proposition d'Inland. Toutefois, un témoin de Westcoast a indiqué que la méthode d'Inland est basée sur l'hypothèse que Westcoast aurait des droits distincts pour chaque installation, ce que la société n'a pas proposé. Le témoin a convenu que la proposition d'Inland était semblable aux recommandations de l'Office quant à la question TOPGAS relative à TransCanada, voulant que tous les utilisateurs du réseau soient responsables du fait que la sous-utilisation est d'origine historique, et que des frais supplémentaires sont un moyen de réduire, sinon d'éviter, les transferts de coûts.

L'APC s'est opposée à la proposition d'Inland puisque cela exigerait des expéditeurs qu'ils paient pour des installations qu'ils n'utilisent pas.

B.C. Hydro a déclaré que l'excédent de capacité se chiffre à plus de 200 millions de pieds cubes par jour et que l'on devrait ordonner à Westcoast de mettre en oeuvre une politique qui traite de la question de la sous-utilisation des installations existantes.

Selon Inland, des efforts sérieux doivent être faits pour éviter la sous-utilisation du réseau de Westcoast; Inland a reconnu que la méthode actuelle n'aboutit pas à faire supporter de façon équitable par tous les utilisateurs le coût de la sous-utilisation des installations. Inland a déclaré qu'elle a présenté la seule preuve qui traite de la sous-utilisation d'une façon efficace et que sa proposition devrait être acceptée.

Décision

L'Office reconnait que l'incidence sur les droits des installations sous-utilisées est un problème qui pourrait devenir sérieux dans l'avenir. Toutefois, d'après les preuves présentées au cours des délibérations, l'office n'est pas disposé à adopter ou à mettre en oeuvre une proposition comme celle avancée par Inland.

6.8.4 Affectation des revenus tirés des sous-produits

Dans l'audience de 1986 sur les droits de Westcoast, les parties avaient été invitées à faire des observations sur l'affectation appropriée des revenus tirés des sous-produits. Selon les témoignages, en vertu des contrats existants avec la BCPC, cette dernière était propriétaire des sous-produits et conservait le droit de percevoir les revenus qui y sont associés. En vertu des ventes directes, les sous-produits demeurent la propriété de tierces parties et peuvent être commercialisés par la BCPC ou par le producteur individuel. Parce qu'aucun revenu tiré de sous-produits ne va à Westcoast, l'Office a déclaré qu'aucune décision n'est requise.

Au cours des délibérations, Inland a proposé que la structure des droits de Westcoast applicables aux ventes et au service devrait être identique, ou comporter seulement des redressements mineurs entre eux. Inland a déclaré que les différences dans l'avoir-droit aux sous-produits provoquent une disparité entre les clients-ventes et les clients-service.

Selon la BCPC, il n'existe pas de discrimination entre les ventes et le service parce qu'aucune base de comparaison directe ne peut être établie. En ce qui a trait au service, Westcoast transporte simplement du gaz appartenant à des tiers, tandis que dans les ventes, Westcoast est propriétaire du gaz et le vend à d'autres personnes à un prix négocié. La BCPC a également noté qu'Inland avait concédé qu'elle connaissait le traitement réservé aux sous-produits lors de sa dernière négociation du prix du gaz avec Westcoast.

Selon la BCPC, rien ne s'est produit qui devrait inciter l'Office à modifier ses Motifs de décision d'août 1986 relativement à Westcoast en ce qui a trait à l'affectation des revenus tirés de sous-produits.

Décision

L'Office demeure d'avis qu'aucune décision n'est requise. La situation relative aux revenus tirés des sous-produits n'a pas changé depuis la dernière décision rendue sur les droits.

6.8.5 Paiement par les producteurs des droits applicables à la collecte et au traitement

En 1986, Northland Utilities (B.C.) Limited, Inland et ICG Utilities (British Columbia) Ltd. ont suggéré que les producteurs paient les droits applicables à la collecte et au traitement. À cette époque, l'Office avait rejeté cette proposition en déclarant convenir avec Westcoast que, pour ses ventes, la société est tenue par ses arrangements contractuels de cueillir et de traiter le gaz pour fournir du gaz transportable par pipeline. Parce que Westcoast est propriétaire du gaz dès qu'il entre dans le gazoduc,

il n'est pas possible de séparer la partie collecte et traitement des droits applicables aux ventes et de la faire payer par les producteurs.

Dans l'audience, Inland a de nouveau proposé que les fonctions de collecte et de traitement soient la responsabilité des producteurs.

Décision

L'office juge toujours que Westcoast doit effectuer les fonctions de collecte et de traitement pour produire du gaz transportable par pipeline. Il juge également que les arrangements contractuels pour la collecte et le traitement n'ont pas changé depuis la dernière audience. Par conséquent, la demande d'Inland est rejetée.

Chapitre 7
Questions tarifaires

7.1 Modifications proposées par Westcoast

7.1.1 Frais administratifs

Westcoast a proposé l'imposition de frais administratifs à tous les expéditeurs demandant de nouveaux contrats de service interruptible. Toutefois, tôt dans les délibérations, Westcoast a retiré sa proposition en réponse aux préoccupations des intervenants.

Westcoast a expliqué qu'elle avait proposé ces frais pour éliminer les demandes insignifiantes d'ententes de service et pour encourager les expéditeurs à déterminer avec plus de rigueur le volume indiqué dans leurs commandes de gaz.

Décision

Puisque Westcoast a retiré cet article, aucune décision n'est requise.

7.1.2 Taux d'intérêt - comptes en souffrance

Westcoast a proposé que le taux d'intérêt pour les comptes en souffrance passe du taux préférentiel plus 2 pour cent au taux préférentiel plus 5 pour cent. Toutefois, Westcoast a indiqué dans sa plaidoirie qu'elle était disposée à accepter à titre de compromis la décision sur le taux d'intérêt rendue par la BCUC lors d'une récente cause tarifaire concernant Inland. Selon le compromis, une pénalité égale au taux préférentiel plus 2 pour cent serait exigée pour les trente premiers jours de non-paiement; elle passerait au taux préférentiel plus 5 pour cent si le non-paiement se prolonge au-delà de trente jours ou s'il s'en produit un autre dans les six mois. Inland a appuyé le compromis.

COFI/Cominco, l'ASPIC, l'APC et Unocal se sont opposés à la proposition originale de Westcoast en soutenant que la société n'avait pas fourni suffisamment de preuves pour justifier la modification du taux actuel approuvé.

En outre, selon COFI/Cominco et l'ASPIC, si l'Office pensait que le taux existant pouvait susciter des abus, ce taux devrait être relevé, mais seulement dans le cas où le non-paiement par un client particulier est excessif ou se répète.

Décision

L'Office juge que Westcoast n'a pas fourni suffisamment de preuves à l'appui d'une augmentation uniforme du taux d'intérêt applicable aux comptes en souffrance, pour qu'il passe du taux préférentiel plus 2 pour cent au taux préférentiel plus 5 pour cent. Toutefois, l'Office conçoit le bien-fondé du compromis consenti récemment dans la cause tarifaire d'Inland. Par conséquent, l'Office ordonne à Westcoast de modifier ses modalités générales pour refléter le compromis dont la société a convenu dans sa plaidoirie.

7.1.3 Force majeure

La question des dispositions appropriées à la force majeure et au crédit applicable aux frais liés à la demande[1] à inclure dans les modalités générales de Westcoast a été l'une des questions qui ont été les plus controversées et les plus longuement discutées de l'audience. Westcoast désirait faire modifier les dispositions imposées par l'Office dans ses Motifs de décision d'août 1986 relativement à Westcoast. Elle a demandé que l'Office approuve une clause limitant aux cas de force majeure se produisant sur son réseau les circonstances dans lesquelles elle aurait à accorder un crédit applicable au paiement de la composante-demande de ses droits. Westcoast a par la suite modifié sa position en reconnaissant qu'il peut être approprié de consentir ce crédit à ses clients-ventes, si le cas de force majeure se produit en amont du réseau. La différence dans le traitement accordé aux clients-ventes et le traitement accordé aux clients-service est attribuable au fait qu'envers les clients-ventes, Westcoast doit veiller à ce que l'approvisionnement en gaz fasse l'objet d'arrangements adéquats, tandis que, pour les clients-service, d'autres parties se chargent de ces arrangements.

Westcoast a soutenu que sa proposition aboutissait à un partage juste et équitable des risques, puisqu'elle assumerait la responsabilité si le cas de force majeure se produisait sur son réseau et que d'autres parties auraient la responsabilité si des cas similaires se produisaient sur leurs réseaux. Westcoast s'est dite très préoccupée qu'en vertu des dispositions existantes, elle s'exposait à une responsabilité illimitée, puisqu'elle pourrait devoir renoncer au paiement de la composante-demande de ses droits à cause de cas de force majeure affectant très indirectement son réseau. Westcoast a demandé que l'Office approuve un compte de report qui couvrirait les deux réclamations pour cas de force majeure actuellement déposées contre la société, puisque, comme elle le suppose, toute modification des modalités générales actuelles n'entrera en vigueur qu'ultérieurement. En outre, Westcoast a demandé que, si l'Office n'approuvait pas les dispositions proposées, elle soit autorisée à établir un compte de report afin de préserver l'intégrité financière de la société et ses actionnaires.

Plusieurs intervenants ont contesté la proposition de Westcoast. Ils ont soutenu qu'elle aboutirait à un partage inéquitable des responsabilités entre Westcoast et les utilisateurs de son réseau. Les intervenants ont également soutenu que la proposition éliminerait les avantages qu'apporte la clause de force majeure aux expéditeurs, tout en laissant intacts les avantages accordés à Westcoast.

L'APC a proposé qu'un crédit applicable aux frais liés à la demande soit accordé pour un cas de force majeure qui se produit:

(i) sur le réseau de Westcoast;
(ii) à une source d'approvisionnement en amont reliée au réseau de Westcoast, que cette source serve à fournir le gaz destiné à la vente ou au service; ou
(iii) à toute installation en aval reliée directement au réseau de Westcoast.

L'APC a décrit cette démarche de limitation de la responsabilité comme une démarche de "cloisonnement" et a indiqué qu'elle était basée sur la doctrine de caractère indirect de la causalité. Si sa proposition était acceptée, l'APC a fait valoir qu'il ne serait pas nécessaire d'adopter des mesures comme l'établissement d'un fonds de redressement en cas de grève ou d'un compte de report.

---

[1] Le crédit applicable aux frais liés la demande se rapporte au crédit applicable la composante-demande des droits.

COFI/Cominco, l'ASPIC, Inland et Poco ont généralement appuyé la proposition de l'APC. Toutefois, certaines parties ont exprimé d'autres avis qui différenciaient leurs positions de celle de l'APC.

COFI/Cominco ont soutenu que la proposition de Westcoast était identique à celle dont avait traitée l'Office l'année dernière. Les dépositions de COFI/Cominco sembleraient élargir le concept de "cloisonnement" de l'APC pour qu'il vise aussi les clients industriels ultimes. COFI/Cominco ont vraiment fait savoir que, si l'introduction de certains événements, comme une grève, dans la disposition sur la force majeure pose un problème, cette disposition pourrait être renforcée en conséquence. COFI/Cominco ont appuyé l'établissement d'un compte de report pour protéger Westcoast.

L'ASPIC s'est arrêtée sur le fait que la proposition de Westcoast établit des distinctions entre les clients-ventes et les clients-service et ne leur accorde pas un traitement égal.

Inland a soutenu que la disposition sur la force majeure devrait se rapporter à l'exploitation du gazoduc ou à des événements que les parties ont toujours accepté comme des cas de force majeure. Inland a appuyé la distinction faite entre le traitement en amont des clients-ventes et des clients-service. En ce qui a trait à la proposition de l'APC, Inland a fait savoir qu'elle devrait être énoncée très clairement lorsqu'il est fait mention d'une conduite de dérivation, afin d'indiquer que la décharge s'applique seulement aux installations de dérivation et non aux installations industrielles qui y sont raccordées.

B.C. Hydro et la BCPC ont généralement appuyé la proposition de Westcoast. B.C. Hydro a soutenu que la disposition sur la force majeure a pour but de limiter les risques auxquels est exposé un service public aux questions liées directement à l'exploitation d'un gazoduc réglementé. La BCPC a fait savoir qu'il conviendrait de rendre chaque personne financièrement responsable de la partie du réseau qu'elle exploite. De cette manière, le contrôle et la responsabilité iraient de pair.

TransCanada a soutenu que la décision de l'Office devrait se limiter aux circonstances particulières à Westcoast et ne pas être de caractère général.

Décision

L'office est toujours d'avis que la proposition de Westcoast n'aurait pas pour effet de traiter Westcoast et les autres parties de façon équitable. Pour cette raison, l'Office rejette les modifications demandées par Westcoast.

Toutefois, l'Office reconnaît que la disposition existante doit être modifiée. Lorsque l'Office a déterminé dans quels cas s'appliquerait la décharge du paiement de la composante-demande des droits pertinents, il a considéré d'autres options, comme seulement la décharge des parties contractantes, ainsi que la proposition de "cloisonnement" de l'APC. Tout compte fait, bien que l'Office sache que la proposition de l'APC comporte des faiblesses, il est disposé à accepter une version modifiée de cette proposition. La modification concerne l'application en amont de l'exigence pour Westcoast de renoncer au paiement de la composante-demande.

L'Office comprend également que les clients-service recevront un traitement différent de celui accordé aux clients-ventes en raison de la mise en oeuvre de la décision, mais il est d'avis que la situation justifie cette distinction. Westcoast assure seulement un service aux clients-service et, par conséquent, elle ne devrait pas être tenue responsable de l'interruption de l'approvisionnement en gaz.

L'Office ordonne que les modalités générales applicables aux ventes et au service soient ainsi modifiées:

1. **L'article 14.03 - Ventes (Article 17.03 - Service) est révoqué et l'énoncé modifié proposé par Westcoast dans sa demande (déposé comme élément de la pièce B-2) y est substitué.**

2. **L'article 5.01 - Ventes (article 6.01 - Service) est modifié comme suit:**

i) **en éliminant la phrase:**

> **"mais ce crédit ne sera pas accordé si Westcoast ne peut livrer parce que i) l'acheteur ne peut prendre livraison du gaz au point de livraison, ou parce que ii) Westcoast ne peut, pour tout motif hors de son contrôle, obtenir un approvisionnement en gaz de ses producteurs ou de ses fournisseurs de gaz"[1]**

ii) **et en lui substituant:**

> **"mais ce crédit ne sera pas accordé si Westcoast ne peut livrer parce que:**
>
> **a) dans le cas des clients-service, l'expéditeur ne peut livrer de gaz au point de livraison; ou**
>
> **b) se produit un cas de force majeure, autre qu'un cas de force majeure:**

---

[1] Traduction libre.

i) se produisant sur le réseau de Westcoast ou à toute installation en aval reliée directement au réseau de Westcoast; ou ii) qui mette Westcoast dans l'impossibilité d'obtenir un approvisionnement adéquat de gaz de ses producteurs ou de ses fournisseurs de gaz"

Pour plus de certitude, la dernière clause susmentionnée s'appliquerait aux installations de transmission de Westcoast, aux distributeurs locaux canadiens, à Northwest, à tout client-vente limitrophe et à tout client-dérivation.

En ce qui a trait à la demande présentée par Westcoast pour l'établissement d'un compte de report qui couvrirait:
i) tout crédit applicable aux frais liés à la demande que la société pourrait être tenue d'accorder aux termes des réclamations existantes de Poco et d'Inland; et ii) tout crédit applicable aux frais liés à la demande que la société pourrait être tenue d'accorder si l'Office rejette les modifications que la société propose d'apporter à la disposition, l'Office est d'avis qu'il ne convient pas d'autoriser l'établissement d'un compte général de report pour couvrir des éventualités. Si Westcoast est menacée de façon directe et tangible suite à un cas de force majeure et par l'application des dispositions concernant le crédit applicable aux frais liés à la demande contenues dans ses modalités générales, Westcoast pourra s'adresser à l'Office à ce moment.

7.1.4 Lettres de crédit

7.1.4.1 Service interruptible

Westcoast a proposé d'augmenter la garantie exigée des expéditeurs associés à des livraisons interruptibles qu'elle ne juge pas solvables jusqu'au montant maximal payable pour un service de 62 jours plutôt que pour un service de 55 jours tel qu'il est en vigueur maintenant.

Westcoast a déclaré qu'il est nécessaire d'augmenter cette période de sept jours parce que l'Office, dans ses Motifs de décision d'août 1986 relativement à Westcoast, a augmenté de sept jours la période avant laquelle la société ne peut mettre fin au service en cas de non-paiement.

Les intervenants ne se sont pas opposés à la proposition de Westcoast.

Décision

L'Office convient avec Westcoast que la lettre de crédit pour les clients-ventes et les clients-service associés aux livraisons interruptibles devrait être établie en fonction d'une période de service de 62 jours. Par conséquent, l'Office accepte la proposition de la société.

7.1.4.2 Service garanti

Westcoast propose une lettre de crédit d'une année pour les clients associés aux livraisons garanties qu'elle juge être un risque du point du vue crédit. Selon la société, la période de 62 jours des lettres de crédit des clients associés aux livraisons interruptibles n'est pas appropriée pour les clients associés aux livraisons garanties.

À l'appui de sa position, la société a soutenu dans sa plaidoirie que i) la période de 62 jours utilisée pour établir la limite pour les clients associés aux livraisons interruptibles est directement liée au risque maximum que prend Westcoast, il) la durée pendant laquelle Westcoast est exposée à un risque dans le cas des contrats visant des livraisons garanties est d'une année; et iii) la lettre de crédit de 62 jours ne protège pas Westcoast adéquatement lorsqu'il s'agit d'un client associé aux livraisons garanties.

Au contre-interrogatoire, Westcoast a indiqué que, si après avoir jugé un client insolvable, il lui était malgré tout ordonné de fournir un service et que le client ne payait pas ses coûts fixes, elle s'attendrait à percevoir les coûts fixes non recouvrés durant l'année d'essai suivante.

Westcoast a également indiqué qu'elle était disposée à accepter le risque qu'un client associé aux livraisons garanties jugé solvable manque ultérieurement à ses paiements, sous réserve du montant de la perte.

Selon l'APC, si Westcoast jugeait solvable un expéditeur associé aux livraisons garanties et lui offrait un service garanti qui se soldait ultérieurement par un non-paiement, ce non-paiement représentait un risque commercial normal que la société devait assumer. L'APC a également fait remarquer que le fait pour un client de devenir insolvable ne signifie pas que l'utilisation ultime du volume de gaz disparaît nécessairement. Une autre partie peut être capable de desservir le même client et, par conséquent, maintenir l'intégralité des revenus de Westcoast.

En ce qui a trait au service garanti pour des périodes de plus d'une année, l'APC croyait que Westcoast devrait avoir le droit d'exiger annuellement des états financiers ou tout autre preuve de solvabilité des expéditeurs et de demander une lettre de crédit de 62 jours si un client jugé solvable antérieurement devenait insolvable.

COFI/Cominco ont incité l'Office à approuver la période de 62 jours pour la lettre de crédit et ont indiqué qu'ils ne s'opposeraient pas au recouvrement de tout manque à gagner dans un compte de report.

L'ASPIC continue de rejeter fermement la proposition visant une lettre de crédit d'une année. L'ASPIC est d'accord avec la décision rendue récemment par l'Office relativement à TransCanada et croit que cette décision pourrait s'appliquer à la situation de Westcoast.

B.C. Hydro a appuyé la proposition de Westcoast parce que cela éviterait que les coûts associés au non-paiement par des personnes insolvables soient transférés aux clients solvables, situation contraire à un environnement axé sur le marché.

TransCanada a appuyé la proposition de Westcoast. Elle a soutenu que la lettre de crédit de 62 jours inciterait Westcoast à refuser ses services pipeliniers à tout client, ce qui exigerait que l'Office s'engage en accordant des ordonnances pour permettre aux parties de recevoir du service. Toujours selon TransCanada, il pourrait être plus juste d'accorder une lettre de crédit d'une année que de

demander ultérieurement à Westcoast d'intervenir dans des banqueroutes et de solliciter des mécanismes de report qui forceraient des parties non visées par la transaction à absorber les coûts non recouvrés.

Toujours selon TransCanada, la décision de l'Office devrait préciser si Westcoast a le droit, non seulement avant que le service soit offert, mais également pendant que le service est offert, d'exiger des données financières adéquates qui lui permettent de mettre à jour ses évaluations de solvabilité.

La CCPA et Poco n'ont pas appuyé Westcoast et ont soutenu que cette lettre de crédit nuirait aux ventes.

Décision

Selon l'Office, Westcoast a la possibilité et l'obligation d'évaluer à discrétion la solvabilité de ses clients et elle peut demander des garanties raisonnables si le cas le justifie.

Après étude des commentaires des intervenants et compte tenu du fait que Westcoast a la possibilité de mettre fin au service après 62 jours, l'Office croit que l'approbation d'une lettre de crédit d'une année n'est pas justifiée. Par conséquent, l'Office approuve une lettre de crédit de 62 jours pour les clients-service garanti.

Toutefois, l'Office reconnaît que, si un expéditeur ne peut payer et qu'il s'ensuit une interruption du service, Westcoast pourrait ne pas pouvoir recouvrer la partie de la composante-demande impayée si ces sommes ne peuvent être recouvrées de la partie en défaut. Par conséquent, l'Office approuve l'établissement d'un compte de report aux fins d'inscription des sommes impayées.

Ce compte de report devra être utilisé seulement pour y inscrire les sommes qui ne seront pas recueillies par Westcoast auprès de ses clients-service garanti parce que le client n'a pas acquitté son compte. Les sommes impayées qui doivent être inscrites dans ce compte seront calculées à partir de la date à laquelle Westcoast a mis fin au service, conformément à la disposition sur la lettre de crédit contenue dans les modalités générales.

7.1.5 Crédit applicable aux frais liés à la demande en cas d'interruptions pour cause d'entretien ordinaire

Westcoast propose l'adoption d'une nouvelle disposition dans les modalités générales de service qui ne l'obligerait plus à fournir un crédit applicable aux frais liés à la demande aux expéditeurs qui

obtiennent tout leur approvisionnement en gaz en amont d'une seule installation durant les interruptions prévues pour l'entretien ordinaire de cette installation.

Westcoast a proposé, si un expéditeur tire son approvisionnement d'une autre source durant une de ces interruptions prévues, d'appliquer à l'autre source d'approvisionnement le même droit qu'elle aurait exigé pour le gaz provenant de l'installation fermée.

La proposition a comme avantages que Westcoast n'aura pas à émettre le crédit applicable aux frais liés à la demande et que les clients associés aux livraisons garanties n'auront pas à payer les droits applicables aux livraisons interruptibles pour le transport du gaz provenant d'une autre source. À titre d'alternative, Westcoast a proposé d'autoriser des livraisons anticipées durant les mois d'été, à condition qu'elle puisse les accepter.

Parce que Westcoast n'était pas certaine que l'Office accepte sa proposition, elle a également demandé un compte de report pour y inscrire tout crédit applicable aux frais liés à la demande qu'elle peut devoir accorder à cause des interruptions prévues pour cause d'entretien. Westcoast a expliqué que l'établissement d'un compte de report est nécessaire parce qu'en raison de l'utilisation d'une année d'essai à venir, il est presque impossible de prévoir le nombre et la durée des interruptions et d'identifier les expéditeurs touchés.

Dans sa plaidoirie, Inland a convenu de la proposition de Westcoast parce que les utilisateurs de Westcoast devraient savoir que des interruptions pour cause d'entretien se produiront. Selon Inland, les expéditeurs devraient prendre des dispositions visant d'autres sources d'approvisionnement durant ces périodes d'interruption et, s'ils ne le font pas, ils ne devraient pas s'attendre à recevoir un crédit applicable aux frais liés à leurs demandes.

Décision

L'Office croit que la proposition de Westcoast est raisonnable. Par conséquent, l'Office ordonne à Westcoast d'inclure la nouvelle disposition dans ses modalités générales de service. Il s'ensuit que la demande de Westcoast visant l'établissement d'un compte de report pour crédit applicable aux frais liés à la demande est refusée.

En outre, l'Office croit qu'il serait utile que Westcoast fournisse à ses expéditeurs un préavis des interruptions prévues pour cause d'entretien et de leur durée.

7.2 Modifications proposées par les intervenants

7.2.1 Priorité du service interruptible

Dans ses Motifs de décision d'août 1986 relativement à Westcoast, l'Office avait ordonné la restriction au prorata des volumes associés aux livraisons interruptibles.

Au cours de l'audience, Westcoast a déclaré qu'elle continue de favoriser la répartition des volumes associés aux livraisons interruptibles sur la base du premier débit. Elle demeure d'avis que l'hiver

prochain, elle devrait continuer à utiliser la méthode de répartition bimensuelle existante, pour lui permettre de documenter les difficultés envisagées, même avec la méthode existante.

Westcoast a expliqué que les principaux problèmes qu'elle envisageait avec une répartition au prorata journalière étaient que les producteurs pourraient avoir des difficultés à réellement produire un volume alloué plus faible; les utilisateurs ultimes qui peuvent se servir alternativement de deux combustibles pourraient ne pas commander de gaz si leur part au prorata ne satisfait pas à leurs besoins journaliers; des installations et du personnel additionnels seraient nécessaires pour administrer les allocations journalières et le nombre accru de modifications qui seront nécessaires aux commandes de gaz adressées aux producteurs.

Néanmoins, après avoir discuté avec divers producteurs, Westcoast a consenti à mettre en application la répartition au prorata journalière sur son réseau d'ici le 1er novembre 1987.

L'ASPIC a allégué que Westcoast avait donné une priorité très différente aux volumes de gaz destinés aux ventes sur une base interruptible et au service de transport interruptible en donnant la priorité aux ventes sur une base interruptible à l'exportation par rapport au service de premier et de deuxième niveaux. L'ASPIC a également soutenu que, si cette pratique s'était produite, des vendeurs auraient été désavantagés et Westcoast devrait expliquer en détail la raison d'être de ce traitement et réconcilier le traitement au prorata de tout le service interruptible (traitement que l'Office a approuvé) et la procédure qu'elle peut avoir adoptée (pratique de Westcoast).

En réponse à la préoccupation de l'ASPIC, Westcoast a déclaré que, pour le gaz recueilli en amont de chaque installation, aucune préférence n'était donnée aux ventes par rapport au service. Toutefois, elle a déclaré qu'en ce qui a trait au gaz de BCPC qui est offert sur le marché des interruptibles, il pourrait ne pas y avoir d'approvisionnement de gaz disponible pour desservir des clients associés aux livraisons interruptibles si la BCPC fait appel à ce gaz pour répondre aux besoins les jours de pointe.

L'APC, l'ASPIC et COFI/Cominco étaient tous d'accord que Westcoast devrait mettre en oeuvre la répartition au prorata journalière. L'ASPIC a ajouté que cela pourrait atténuer des problèmes de capacité en amont de l'installation McMahon.

Inland s'est opposée à ce que Westcoast assume des dépenses supplémentaires à des fins de répartition au prorata et a soutenu que rien ne démontrait les avantages importants retirés de la répartition au prorata journalière.

B.C. Hydro ne s'est pas opposée à ce que les clients-service et les clients-ventes associés aux livraisons interruptibles en amont de chaque installation aient la même priorité, à condition qu'ils paient les mêmes droits. Elle a fait valoir que Westcoast devrait couper la source qui paie les droits les moins élevés, que le gaz soit destiné à la vente ou au service.

Décision

L'Office note que Westcoast a convenu de mettre en oeuvre la répartition au prorata journalière sur son réseau d'ici le 1er novembre 1987. L'Office demande à Westcoast de documenter toute difficulté qu'elle pourrait connaître durant la prochaine saison froide relativement à la répartition au prorata journalière.

7.2.2 Délai de soumission

D'après ses contrats de vente de gaz avec ses distributeurs locaux, Westcoast est tenue de demander à ces clients de faire connaître leur demande contractuelle douze mois au moins avant le début de l'année d'exploitation du gaz. Les contrats de service garanti ne comportent pas ce délai. Toutefois, pour le gaz destiné au service expédié dans le cadre général de l'entente entre Inland et Westcoast, l'expéditeur doit faire connaître à Inland sa demande contractuelle treize moins avant le début de la nouvelle année d'exploitation du gaz. La raison en est que Inland fournit seulement une soumission de demande contractuelle à Westcoast, tant pour la catégorie vente que pour la catégorie service.

COFI/Cominco et Inland ont proposé que le délai de soumission de 12 mois pour le gaz destiné aux livraisons garanties soit réduit à quatre à six mois.

L'ASPIC a déclaré que le délai d'un an est excessif parce que le marché ne connaît pas de croissance majeure. Selon l'ASPIC, le délai de soumission devrait varier selon les circonstances individuelles des clients en matière de besoins.

Westcoast a déclaré qu'elle respecte et continuera à respecter les préoccupations des distributeurs en matière de délai.

Westcoast a expliqué qu'elle doit obtenir les soumissions des besoins en gaz une année à l'avance de l'année d'exploitation du gaz pour trois raisons. En premier lieu, Westcoast doit pouvoir déterminer la capacité des installations dont elle dispose, plus particulièrement celle de l'installation McMahon, de façon à pouvoir confirmer adéquatement le service aux clients ou répondre aux demandes de ces clients. Dans ce dernier cas, Westcoast a expliqué que le délai d'une année est réellement un délai minimum qui lui permettrait d'acquérir du gaz additionnel ou d'aménager de nouvelles installations. Toutefois, Westcoast a reconnu que, du point de vue opérationnel, elle pourrait s'accommoder d'un délai de moins de douze mois si aucun nouvel approvisionnement ou aucune nouvelle installation n'était nécessaire. En deuxième lieu, en vertu de la méthode de réglementation de l'année d'essai à venir, elle a besoin de temps pour se préparer convenablement aux audiences sur les droits tenues devant l'Office. Et en troisième lieu, Westcoast a suggéré que les fournisseurs du réseau devraient connaître tôt les besoins de Westcoast pour l'année à venir de sorte qu'ils puissent également participer au marché des ventes directes de gaz.

Décision

L'Office note que le délai de soumission est une disposition contenue dans les contrats de vente de gaz et non dans les modalités générales de vente et service. L'Office note également les commentaires des intervenants et de Westcoast; il lui semble encourageant que la coopération entre les parties pourrait aboutir à une réduction du délai. Plus particulièrement, il semble exister de fortes possibilités de réduire le délai lorsqu'aucun nouvel approvisionnement ou aucune nouvelle installation n'est requis.

7.2.3 Répartition de la capacité

Au cours de l'audience, Westcoast a déposé son projet de politique concernant la répartition de la capacité. Des intervenants ont exprimé des préoccupations concernant la politique.

COFI/Cominco étaient préoccupés par les faits suivants: i) une demande écrite n'a pas besoin d'être étayée par une entente de vente de gaz naturel et, par conséquent, il est, selon eux, au moins théoriquement possible pour des spéculateurs de réserver de la capacité et ensuite de revendre à profit en fonction d'un marché libre le droit d'obtenir accès à un service réglementé; ii) Westcoast n'a pas de délai pour répondre aux demandes de service ou de capacité, et peut par conséquent reporter la conclusion d'un contrat avec une partie actuellement disposée à passer contrat au détriment de cette partie; et iii) bien que des prérogatives de prolongation pour des contrats de service antérieurs soient envisagées, il n'est pas clair quelle partie, soit les utilisateurs ultimes du réseau du distributeur local, soit le distributeur local lui-même, serait avantagée par ces prérogatives.

COFI/Cominco ont soutenu que la politique de répartition doit autoriser le transfert de la capacité aux industriels, avec ou sans le consentement du service public de distribution, qui avait fourni le service antérieurement.

Inland partageait les préoccupations de COFI/ Cominco concernant le besoin pour la personne qui demande du service de signer un document assurant que le besoin est authentique; selon Inland, la politique devrait fixer à Westcoast un délai de réponse. Toutefois, Inland n'était pas d'avis que la politique doit autoriser le transfert de la capacité aux industriels, comme le suggéraient COFI/Cominco.

Selon B.C. Hydro, la politique devrait indiquer que la plus haute priorité devrait être donnée aux clients-ventes qui passent des ventes au service.

COFI/Cominco ont reconnu que les politiques de cette nature évoluent lentement et que des renouvellements de contrats de service commencent seulement à se produire maintenant. Par conséquent, COFI/Cominco ont incité l'Office à demander à Westcoast de rencontrer les principales parties touchées par sa politique de répartition pour discuter des préoccupations soulevées par les parties et pour soumettre prochainement à l'examen de l'Office un ensemble de lignes directrices plus détaillées.

Décision

L'Office reconnaît les efforts faits par Westcoast pour élaborer une politique officielle de répartition de la capacité. Il note plus particulièrement les commentaires de Westcoast selon lesquels sa politique officielle ne couvre pas nécessairement toutes les éventualités, mais consiste en lignes directrices sujettes à interprétation selon les événements qui se produisent.

L'Office n'est pas d'avis qu'il lui convient de participer activement en ce moment à l'élaboration de la politique de répartition de Westcoast. Selon l'Office, il serait plus efficace que Westcoast discute de sa politique de répartition avec les principales parties touchées et lui soumette ultérieurement des lignes directrices officielles plus détaillées. Par conséquent, l'Office ordonne à Westcoast de déposer une telle politique d'ici le 1er avril 1988.

7.2.4. Tolérance opérationnelle

Dans sa plaidoirie, l'APC a déclaré qu'il lui semble injuste que Westcoast ne soit pas tenue d'accorder un crédit applicable aux frais liés à la demande conformément à l'article 5.01 des modalités générales de vente (article 6.01 - service) à moins de ne pouvoir livrer un minimum de 97,5 pour cent du volume de gaz demandé par l'acheteur, lorsque d'autre part, l'expéditeur qui prend du gaz entre 100 et 102,5 pour cent du niveau permissible est tenu de payer les frais liés à la demande pour l'excédent de volume associé à cette fourchette où aucune pénalité n'est prévue.

Selon l'APC et la BCPC, Westcoast devrait être tenue d'accorder un crédit applicable aux frais liés à la demande pour les livraisons de gaz inférieures à 100 pour cent du volume demandé ou alors, l'expéditeur ne devrait pas être tenu de payer des frais liés à la demande lorsqu'il prend du gaz entre 100 et 102,5 pour cent du niveau permissible.

Westcoast n'a pas commenté cette question dans sa réplique.

Décision

L'Office note les points soulevés par l'APC dans sa plaidoirie. Toutefois, parce que la question n'a pas été traitée durant la phase des témoignages de l'audience, l'Office n'est pas disposé à autoriser une modification de cet article des modalités générales en ce moment.

L'Office ordonne à Westcoast que, d'ici le 1er avril 1988, elle lui explique pourquoi elle n'offre pas le crédit pour frais liés à la demande lorsque le volume de gaz livré tombe entre 97,5 et 100 pour cent du volume demandé, tandis que, d'autre part, elle exige de l'expéditeur que ce dernier paye des frais liés à la demande pour l'excédent de gaz lorsque l'expéditeur prend entre 100 et 102,5 pour cent du niveau permissible.

7.2.5 Modifications mineures de l'énoncé de certaines dispositions du tarif

Dans sa plaidoirie, Westcoast a déclaré que, suite à des préoccupations soulevées par les intervenants, elle avait consenti à apporter des modifications additionnelles à l'énoncé de ses modalités générales pour clarifier l'intention des dispositions existantes.

La première modification se rapporte à l'article 5.05 des modalités générales de service. L'article énonce les niveaux de tolérance qui s'appliquent aux pénalités pour obligations de rendre compte journalières. Westcoast a consenti à éliminer la catégorie de tolérance de cinq pour cent (volume de livraison supérieur à 2 800 x 10^3 mètres cubes). La nouvelle disposition prévoit que le niveau de tolérance sera de 10 pour cent pour tout volume supérieur à 701 x 10^3 mètres cubes.

La deuxième modification se rapporte également à l'article 5 des modalités générales de service et aux pénalités pour obligations de rendre compte. Parce que des intervenants s'inquiétaient qu'ils pourraient être pénalisés deux fois s'ils recevaient tant la pénalité journalière que la pénalité mensuelle pour obligation de rendre compte, Westcoast a consenti à modifier l'article afin de prévoir que, lorsque les

deux pénalités sont applicables, la pénalité exigée par Westcoast sera la plus élevée de la pénalité mensuelle ou de l'ensemble des pénalités journalières imposées durant ce mois.

La dernière modification mineure auquel a consenti Westcoast est une modification des dispositions de pénalité pour le dépassement non autorisé. Les sections pertinentes sont l'article 6.01 des modalités générales d'achat et l'article 7.01 des modalités générales de service. Westcoast a consenti à modifier ces sections pour qu'il soit clair que, lorsqu'une pénalité est exigée, aucun droit additionnel n'est exigé pour fournir le service de dépassement non autorisé.

Le 2 septembre 1987, Westcoast a déposé des modalités générales modifiées qui incorporaient les modifications à l'énoncé proposées par Westcoast.

Décision

L'Office reconnaît que ces modifications répondent aux préoccupations soulevées par les intervenants et, par conséquent, accepte leur introduction dans les modalités générales de Westcoast.

7.3 Modalités générales pour les ventes à l'exportation

La question a fait l'objet d'un débat considérable durant la phase I de l'audience. Toutefois, après une discussion approfondie de la question, Westcoast a déposé des modalités pour les ventes à l'exportation.

Northwest a fait remarquer que seuls deux redressements mineurs à portée administrative devraient être apportés aux modalités pour les adapter à sa situation unique, l'un se rapportant à l'avis et au délai d'avis pour les livraisons journalières, l'autre concernant la possibilité de frais supplémentaires. En outre, Northwest a consenti à être assujetti aux modalités générales pour les ventes à l'exportation que l'Office pourrait approuver.

Selon des intervenants, les ventes à l'exportation devraient faire l'objet de modalités générales et ces modalités devraient se rapprocher le plus possible des modalités pour le marché canadien. Inland a même suggéré qu'il ne devrait y avoir qu'un document contenant les modalités pour les ventes sur le marché canadien et sur le marché de l'exportation.

Selon Westcoast, certaines dispositions comportent assez de différences pour établir des modalités distinctes.

Décision

L'Office approuve les modalités générales proposées, mais il ordonne à Westcoast d'y apporter les modifications nécessaires pour qu'elles reflètent les décisions de l'Office concernant les autres sections tarifaires et les modifications mineures suggérées par Northwest.

Toujours selon l'Office, les modalités générales, dans leur version révisée, doivent s'appliquer à tout le gaz destiné aux ventes à l'exportation et transporté par le réseau de la société, et non seulement au gaz destiné à entre vendu à Northwest.

7.4 Date d'entrée en vigueur des modalités générales

Selon Westcoast, toute modification apportée aux modalités générales existantes ne doit pas entrer en vigueur avant le 1er novembre 1987.

Selon Inland, les modifications apportées aux dispositions tarifaires doivent être mises en oeuvre ultérieurement parce que, lorsqu'elles passent des contrats d'approvisionnement en gaz, les parties doivent connaître les modalités qui s'appliqueront.

Décision

Selon l'Office, les modifications à apporter aux modalités générales existantes doivent être mises en oeuvre ultérieurement. Par conséquent, l'Office ordonne que les modifications exigées par la décision de l'Office entrent en vigueur le 1er janvier 1988.

Chapitre 8
Comptes de report relatifs au coût du service

8.1 Comptes de report existants

Conformément à l'ordonnance TG-4-86, l'Office avait approuvé divers comptes de report que Westcoast avait demandés dans sa demande relative aux droits de 1986, et avait autorisé des frais financiers au taux de rendement approuvé. La société a demandé que ces comptes de report, avec frais financiers, soient maintenus en 1987 et en 1988 et que le compte de report pour l'impôt sur le revenu soit modifié en raison des changements, apportés par la réforme fiscale, qui toucheront l'année d'essai 1988. La modification demandée consisterait en l'ajout suivant, placé après les mots "impôts sur le revenu" du paragraphe 20 de l'ordonnance TG-4-86:

> *"y compris tout écart dans les taux d'impôt sur le revenu fédéraux et provinciaux de 1988 par rapport aux taux prévus pour l'année d'essai 1988, qui résulte du fait que le projet de réforme fiscale du gouvernement fédéral, énoncé dans le livre blanc sur la réforme fiscale du 18 juin 1987, n'est pas devenu loi dans la forme proposée."*

Les intervenants ne se sont pas opposés à la demande de Westcoast.

Décision

L'Office approuve le maintien des comptes de report existants pour les années d'essai 1987 et 1988, ainsi que la modification au compte de report pour l'impôt sur le revenu qu'a demandée la société.

Dans tous les comptes de report approuvés dans les présents Motifs de décision seront inscrits chaque mois des frais financiers calculés à partir du solde de fin de mois des comptes, à un taux égal au 1/12^{e} du taux de rendement autorisé de la base des taux. Le solde de ces comptes doit entre un élément de la prochaine demande relative aux droits présentée par Westcoast, suivant laquelle l'Office décidera de leur affectation.

8.2 Nouveaux comptes de report

Westcoast a demandé quatre nouveaux comptes de report.

8.2.1 Compte de report pour cas de force majeure

Westcoast a revendiqué ce compte parce qu'elle ne peut ni adéquatement prévoir combien il lui en coûtera pour fournir des crédits applicables aux frais liés à la demande en cas de force majeure durant les deux années d'essai, ni obtenir une assurance couvrant ce coût.

L'APC et B.C. Hydro ont proposé que des modifications soient apportées aux propositions de Westcoast concernant la force majeure qui, si elles sont adoptées, élimineraient selon eux le besoin de ce compte de report.

Décision

À la section 7.1.3, l'Office a déclaré qu'il n'est pas disposé à accorder un compte général de report qui couvrirait les réclamations en cas de force majeure. Si la stabilité financière de Westcoast est menacée directement, la société pourra s'adresser à l'Office à ce moment.

8.2.2 Compte de report applicable à la demande opérationnelle

La société a déclaré que ce compte de report sera nécessaire si l'Office rejette la démarche relative à un crédit basé sur les revenus de Westcoast.

L'APC était en faveur d'un tel compte tandis que, selon B.C. Hydro, un droit applicable au remplacement éliminerait le besoin de ce compte.

Décision

L'Office approuve un compte de report applicable à la demande opérationnelle. Les motifs de l'Office se trouvent à la section 6.3.

8.2.3 Compte de report applicable aux lettres de crédit

Selon Westcoast, ce compte de report devrait lui être accordé si l'Office rejette sa demande visant à obtenir une lettre de crédit de douze mois des clients associés aux livraisons garanties que la société ne juge pas solvables. L'APC s'oppose à ce que l'Office accorde ce compte parce que, selon elle, cela représente une tentative pour obtenir indirectement ce que l'Office a décidé de ne pas lui accorder directement. B.C. Hydro s'oppose également à l'approbation de ce compte.

Décision

Comme il est décrit à la section 7.1.4, l'Office approuve un compte de report couvrant les utilisations précisées dans cette section.

8.2.4 Compte de report applicable aux interruptions prévues pour l'entretien

La société a demandé que ce compte de report lui soit accordé si l'Office n'approuve pas sa proposition visant à limiter son obligation de fournir des crédits applicables aux frais liés à la demande lorsque le service est interrompu pour effectuer les travaux d'entretien prévus.

Décision

Compte tenu de la décision de l'Office à la section 7.1.5, le besoin d'ouvrir ce compte n'existe plus. Par conséquent, la demande est rejetée.

8.3 Affectation proposée des soldes des comptes de report de 1986

Comme il lui était ordonné au paragraphe 25 de l'ordonnance TG-4-86, Westcoast a crédité à son coût de service de l'année d'essai 1987 les soldes des divers comptes de report, le tout totalisant 2,845 millions de dollars au 31 décembre 1986. Pour le calcul de ses droits pour 1987, la société a demandé que cette somme soit amortie sur une base mensuelle et que le solde mensuel non amorti soit inclus dans la base des taux. Est compris dans les soldes des comptes de report un solde de 128 000 $ qui représente les frais de disponibilité de 120 000 $ encourus en 1986, plus les frais financiers. Dans sa décision du 1er décembre 1986, l'Office avait ordonné à Westcoast d'inscrire la somme des frais de disponibilité, plus les frais financiers, dans un compte de report jusqu'à ce que soit résolue au cours des présentes délibérations la question du montant approprié à ces frais de disponibilité.

Vers la fin de l'audience, la société a déclaré qu'au 31 décembre 1986, le compte de report relatif aux droits applicables aux ventes interruptibles à l'exportation comportait un solde de 616 600 $, qui avait été inclus dans son calcul des droits. Westcoast a demandé que l'Office transfère ce montant au coût du service de la même manière que cela avait été fait pour les soldes des autres comptes de report.

Aucun intervenant n'a pris position en ce qui a trait à l'affectation des soldes des comptes de report; toutefois, des commentaires ont été faits concernant les frais de disponibilité (voir la section 5.5 des Motifs).

Décision

L'office approuve que les soldes des comptes de report soient traités tels que la société l'a proposé aux fins de détermination de la base des taux et du coût du service. La somme approuvée aux fins d'amortissement s'élève à un montant négatif de 3 589 000 $, ventilé comme suit:

Solde selon la demande[1]	**(2 845 000 $)**
Redressements:	
frais de disponibilité de 1986[2]	**(128 000 $)**
revenus: tirés de la perception des droits pour les ventes interruptibles à l'exportation[3]	**(616 000 $)**
Total	**(3 589 000 $)**

1. Pièce B-149 onglet coût du service, page 26.0.
2. Pièce B-149 onglet coût du service, page 26.0.
3. Pièce B-159 témoignage conjoint de A.L. Edgeworth et de M.W. Montgomery, page 3.

Chapitre 9
Détermination finale du coût de service et des droits de Westcoast

L'Office n'a pas inclus, dans les présents Motifs de décision, une base des taux, un coût de service ou des droits définitifs approuvés pour les années d'essai 1987 et 1988. L'Office n'a pas tenté de les fournir à cause de la complexité attribuable à des facteurs comme l'année d'essai double et les nouvelles ententes entre Westcoast et Northwest. Dans ces circonstances, l'Office juge approprié que la société fasse elle-même les redressements nécessaires à sa demande, dans sa version modifiée, pour refléter les décisions de l'Office.

Par conséquent, Westcoast est tenue de réviser la base des taux moyenne, le coût de service et tous les barèmes connexes pour les années d'essai 1987 et 1988. Les barèmes révisés, les droits et les tarifs doivent être déposés auprès de l'Office et signifiés aux parties intéressées. Tout doit être suffisamment détaillé pour expliquer clairement chaque redressement et, le cas échéant, des tableaux ou des documents de travail doivent être fournis à l'appui de l'explication.

Chapitre 10
Décision

Les chapitres précédents, de même que l'ordonnance TG-7-87, constituent nos motifs de décision et notre décision relative à cette question.

L.M. Thur
Membre présidant

R.F. Brooks
Membre

W.G. Stewart
Membre

Ottawa, Canada
Novembre 1987

Annexe I
Ordonnance TG-7-87

ORDONNANCE TG-7-87

RELATIVE À la Loi sur l'Office national de l'énergie (ONE) et à ses règlements d'application; et

RELATIVE À une demande présentée par Westcoast Transmission Company Limited (Westcoast) en date du 19 décembre 1986, dans sa version modifiée, en vue d'obtenir certaines ordonnances provisoires et définitives concernant les droits et tarifs, conformément aux articles 16, 50, 51, 52 et 53 de la Loi sur l'ONE, et déposée auprès de l'Office sous le numéro de référence N1562-W5-11.

DEVANT:

L.M. Thur
Membre présidant

R.F. Brooks
Membre

Le lundi, 9ième jour
de novembre 1987

W.G. Stewart
Membre

ATTENDU QUE dans une demande datée du 19 décembre 1986, dans sa version modifiée, Westcoast a demandé à l'Office de lui délivrer certaines ordonnances provisoires et définitives, au titre des articles 16, 50, 51, 52 et 53 de la Loi sur l'Office national de l'énergie, établissant les droits justes et raisonnables pouvant être exigés par Westcoast, à compter du 1er janvier 1987, relativement à la collecte, au traitement et au transport de gaz appartenant à Westcoast et à d'autres parties, et annulant tous les droits et tarifs en vigueur non conformes à la présente;

ATTENDU QUE Westcoast a demandé que l'Office approuve, aux fins de comptabilité et d'établissement des droits, certaines méthodes et certains comptes de report connexes;

ATTENDU QUE l'Office, en vertu de l'ordonnance TGI-59-86, a approuvé, à titre provisoire, les droits à exiger par Westcoast, à compter du 1er janvier 1987, relativement au gaz qu'elle collecte, traite et transporte;

ATTENDU QUE Westcoast, en réponse à une demande faite par l'Office, a modifié sa demande afin d'y inclure 1987 et 1988 comme années d'essai;

ATTENDU QUE l'Office a entendu la preuve et les présentations de Westcoast et de tous les intervenants à l'égard de la demande, à l'audience publique tenue aux termes de l'ordonnance RH-2-87, dans sa version modifiée, qui a commencé à Vancouver le 26 mai et a pris fin à Ottawa le 25 septembre 1987;

ET ATTENDU QUE la décision de l'Office concernant la demande, dans sa version modifiée, est exposée dans ses Motifs de décision datés de novembre 1987 et dans la présente ordonnance;

IL EST ORDONNÉ QUE:

1. Westcoast dépose auprès de l'Office et signifie à tous les intervenants à l'audience concernant cette demande, d'ici le 1er janvier 1988, de nouveaux tarifs et droits conformes aux décisions indiquées dans les Motifs de décision datés de novembre 1987 et conformes à la présente ordonnance et exige relativement à la collecte, au traitement et au transport du gaz lui appartenant et du gaz appartenant à d'autres parties, les droits ainsi calculés;

2. (1) À compter du 1er janvier 1988, les droits autorisés par la présente soient appliqués et fassent partie intégrante des tarifs de Westcoast.

(2) À compter du 1er janvier 1988, les changements autorisés relativement aux modalités générales des ventes et du service de Westcoast entrent en vigueur.

(3) En vertu de l'alinéa 16.1 (2) et de l'article 52.2 de la Loi, Westcoast recalcule les droits qu'elle est autorisée à exiger conformément aux Motifs de décision de l'Office datés de novembre 1987, du 1er janvier 1987 au 31 décembre 1987, et rembourse des droits qu'elle a exigés en vertu de l'ordonnance provisoire la partie qui dépasse les droits établis en vertu de la présente ordonnance, ainsi que les intérêts connexes, soit en un versement unique fait d'ici le 30 janvier 1988, soit en un maximum de six versements mensuels égaux.

3. Aux fins de comptabilité et d'établissement des droits et des tarifs, Westcoast élabore une méthode conforme aux décisions de l'Office spécifiées dans les Motifs de décision datés de novembre 1987 et à la présente ordonnance.

4. À compter du 31 décembre 1987, soit annulé tout ou partie des clauses concernant les droits et tarifs de Westcoast qui ne sont pas conformes aux dispositions de la Loi sur l'Office national de l'énergie, aux Motifs de décision datés de novembre 1987 ou à toute ordonnance de l'Office, y compris la présente.

Office national de l'énergie
Le Secrétaire,

J.S. Klenavic

Annexe II

No de dossier: N1562-W5-10

Le 20 mars 1987

Monsieur R.B. Maas
Vice-President
Marketing & Regulatory Affairs
Westcoast Transmission Company Limited
1333 West Georgia Street
Vancouver, B.C.
V6E 3K9

Objet: Westcoast Transmission Company Limited Demande concernant des droits en vigueur le 1er janvier 1987 et le 1er janvier 1988

Monsieur,

L'Office annonce aujourd'hui qu'il tiendra la première phase d'une audience publique à deux étapes afin d'étudier une demande présentée par Westcoast Transmission Company Limited en vue d'obtenir de nouveaux droits qu'elle pourra exiger à compter du 1er janvier 1987 et du 1er janvier 1988.

Rétrospective

Dans une demande datée du 19 décembre 1986, Westcoast a, entre autres, demandé à l'Office national de l'énergie de lui délivrer, conformément à la Partie IV de la Loi sur l'Office national de l'énergie, des ordonnances établissant des droits. Le 30 décembre 1986, l'Office a délivré à Westcoast l'ordonnance TGI-59-86 autorisant des droits provisoires que Westcoast peut exiger depuis le 1er janvier 1987 jusqu'à une date que l'Office déterminera dans la décision qu'il rendra par suite de la prochaine audience sur les droits. Dans une lettre datée du 20 janvier 1987, l'Office a demandé à Westcoast d'envisager la possibilité de modifier sa demande afin d'y inclure 1987 et 1988 comme années d'essai.

Dans une lettre datée du 30 janvier 1987, Westcoast a convenu de modifier sa demande comme l'Office le lui a demandé et suggéré que l'audience se fasse en deux phases. Le 20 février 1987, l'Office a avisé la société par écrit qu'il acceptait sa proposition et l'a informée que la conception des droits et les questions tarifaires seraient traitées au cours de la première phase de l'audience et que les questions concernant les prévisions relatives au débit, la base des taux, le coût du service et le taux de rendement le seraient au cours de la deuxième phase.

Dans sa lettre, l'Office a également accepté la proposition de Westcoast qui désire déposer sa preuve directe en deux temps. Il fixe au 13 mars 1987 le dépôt de la preuve concernant la première phase et au 29 juin 1987 le dépôt des documents concernant la deuxième phase.

Par suite d'une audience publique tenue conformément à son ordonnance RH-1-87, l'Office a délivré, le 16 mars 1987, l'ordonnance TG-2-87 qui ordonne à Westcoast de déposer de nouveaux droits provisoires qui entreraient en vigueur le 1er avril 1987.

L'audience

Le 16 mars 1987, Westcoast a déposé sa preuve relativement à la première phase de l'audience. L'Office a décidé de commencer cette phase à Vancouver, en Colombie-Britannique, le 26 mai 1987 et de siéger pendant deux semaines. L'audience reprendra à Ottawa le 9 juin 1987. Les Instructions relatives à la procédure concernant la première phase sont fournies en annexe.

Lorsque Westcoast aura déposé sa preuve relativement à la deuxième phase, l'Office publiera d'autres Instructions relatives à la procédure.

Prière de signifier copie de la présente lettre et de l'ordonnance RH-2-87 ci-jointe de l'Office à toutes les parties visées au paragraphe 12 de l'ordonnance.

Je vous prie d'agréer, Monsieur, l'expression de mes sentiments les meilleurs.

Le Secrétaire,

J.S. Klenavic

p.j.

No de dossier: 1562-W5-10

Le 20 mars 1987

Ordonnance d'audience RH-2-87
Instructions relatives à la procédure

Westcoast Transmission Company Limited -
Demande concernant des droits devant entrer en vigueur les 1er janvier 1987 et 1988

Dans une demande datée du 19 décembre 1986, Westcoast Transmission Company Limited ("Westcoast" ou "le demandeur") a demandé, entre autres, à l'Office national de l'énergie ("l'Office") de lui délivrer, conformément à la Partie IV de la Loi sur l'Office national de l'énergie des ordonnances concernant des droits. Après étude de la demande, l'Office a décidé de tenir une audience publique qui comprendra deux phases. Phase 1 commencera le 26 mai 1987 à Vancouver, Colombie Britannique. L'Office ordonne ce qui suit:

EXAMEN PUBLIC

1. Le demandeur doit déposer et garder en dossier une copie de la demande, pour examen public, durant les heures d'ouverture, à ses bureaux situés au 1333 rue West Georgia, Vancouver (Colombie-Britannique), V6E 3K9. Une copie de la demande se trouve également, pour examen, à la bibliothèque de l'Office, pièce 962, 473 rue Albert, à Ottawa, en Ontario, K1A 0E5 et aux bureaux de l'Office national de l'énergie, en Alberta, au 4500 - 16ième Avenue, N.O., Calgary, T3B 0M6.

MODE DE L'AUDIENCE

2. L'audience comprendra deux phases; la phase 1 portera sur les questions tarifaires et la conception des droits applicables en 1987 et 1988 et la phase 2 sur toutes les autres questions, y compris, les prévisions du débit, la base des taux, le coût du service et le taux de rendement.

INTERVENTION

3. Les interventions doivent être déposées auprès du secrétaire au plus tard le 3 avril 1987. Les interventions doivent comprendre l'information requise par le paragraphe 32 de la Partie III de l'Ébauche des Règles de pratique et de procédure de l'ONÉ en date du 18 février 1985, y compris toutes les questions que l'intervenant désire soulever durant la Phase 1 de l'audience.

4. Le secrétaire fera paraître la liste des intervenants peu après le 3 avril 1987.

PHASE I

DEMANDES DE RENSEIGNEMENTS ADRESSÉES AU DEMANDEUR

5. Les demandes de renseignements concernant la Phase 1 doivent être déposées auprès du secrétaire et signifiées à toutes les parties à l'audience au plus tard le 3 avril 1987.

6. Les réponses aux demandes de renseignements présentées conformément au paragraphe 5 doivent être déposées auprès du secrétaire et signifiées à toutes les parties à l'audience au plus tard le 16 avril 1987.

PREUVE ÉCRITE DES INTERVENANTS

7. Les preuves écrites préparées par les intervenants concernant la Phase I doivent être déposées auprès du secrétaire et signifiées à toutes les autres parties à l'audience au plus tard le 23 avril 1987.

LETTRES DE COMMENTAIRES

8. Les lettres de commentaires concernant la Phase I doivent être déposées auprès du secrétaire et signifiées à Westcoast au plus tard le 23 avril 1987.

DEMANDES DE RENSEIGNEMENTS ADRESSÉES AUX INTERVENANTS

9. Les demandes de renseignements concernant les documents déposés conformément au paragraphe 7 doivent être déposées auprès du secrétaire et signifiées à toutes les autres parties à l'audience au plus tard le 5 mai 1987.

10. Les réponses aux demandes de renseignements présentées conformément au paragraphe 9 doivent être déposées auprès du secrétaire et signifiées à toutes les autres parties à l'audience au plus tard le 12 mai 1987.

AUDIENCE

11. L'audience publique concernant la Phase I commencera à Vancouver, en Colombie-Britannique, le 26 mai 1987 à 9 h 30, dans le Conference Centre, salles 201-204, de l'hôtel Sheraton Landmark.

SIGNIFICATION AUX PARTIES

12. Westcoast doit signifier, au plus tard le 27 mars 1987, une copie des présentes Instructions relatives à la procédure et de l'Avis d'audience publique présentés à l'Annexe I à toutes les parties intéressées à l'ordonnance de l'Office RH-6-85 et RH-1-87, toutes les parties qui figurent à la liste à l'Annexe IV de la présente, ainsi qu'aux parties avec lesquelles Westcoast a passé des ententes relatives au service de collecte, de traitement et de transport interruptible (service T interruptible) de gaz et à toute autre personne qui, à la connaissance de Westcoast, a exprimé son intérêt à l'égard de l'audience. Westcoast est tenue de déposer auprès de l'Office une copie de la liste de toutes les parties auxquelles elle a signifié les Instructions et l'Avis d'audience.

AVIS D'AUDIENCE

13. Westcoast doit faire publier le ou avant le 27 mars 1987 l'Avis d'audience publique dans les publications énumérées à l'Annexe II.

LISTE DES QUESTIONS

14. Au cours de la phase 1 de l'audience, l'Office a l'intention d'examiner, mais sans pour autant s'y restreindre, les questions énumérées à l'annexe III.

PHASE 2

15. Les Instructions relatives à la procédure pour la Phase 2 de l'audience sera délivrées à une date ultérieure.

INSTRUCTIONS RELATIVES À L'AUDITION DE LA PREUVE

16. L'audition de la preuve produite au cours de chaque Phase de l'audience doit se faire de la façon suivante:

    a) Westcoast présente sa preuve;

    b) les intervenants et l'avocat de l'Office ont le droit de contre-interroger les témoins de Westcoast;

    c) les intervenants présentent leur preuve selon l'ordre de présentation précisé au début de l'audience;

    d) après la présentation de la preuve de chaque intervenant, les autres intervenants, Westcoast et l'avocat de l'Office peuvent alors faire un contre-interrogatoire.

17. La plaidoirie finale relative aux questions traitées au cours d'une phase devrait être présentée à la fin de cette phase de l'audience.

EXIGENCES RELATIVES AUX DOCUMENTS À DÉPOSER ET À SIGNIFIER

18. Lorsque des parties sont tenues, en vertu des présentes Instructions relatives à la procédure ou en vertu de l'Ébauche des Règles de pratique et de procédure de l'ONÉ, de déposer des documents ou de les signifier aux autres parties, voici le nombre de copies à signifier ou à déposer:

    a) trente-cinq copies des documents à déposer auprès de l'Office;

    b) trois copies des documents à signifier au demandeur; et

    c) une copie des documents à signifier aux intervenants.

19. Les personnes ayant à déposer des lettres de commentaires doivent en signifier une copie à Westcoast et en déposer une autre auprès de l'Office, qui, lui, fournira des copies à toutes les parties.

INTERPRÉTATION SIMULTANÉE

20. Les parties doivent indiquer dand leurs interventions celle des deux langues officielles qu'elles entendent utiliser au cours de l'audience. S'il semble que les deux langues officielles seront utilisées, des services d'interprétation simultanée seront alors fournis.

GÉNÉRAL

21. À moins que l'Office en décide autrement, le comité d'audience siègera de 9 h à 12 h 30 et de 14 h à 16 h 30.

22. Toutes les parties sont priées de mentionner l'ordonnance RH-2-87 dans leur correspondance avec l'Office sur cette question.

23. Sous réserve de ce qui précède, la procédure relative à l'audience doit être régie par l'Ébauche des Règles de pratique et de procédure de l'ONÉ en date du 18 février 1985.

24. Pour obtenir des renseignements sur cette audience ou sur les procédures régissant l'audience, contacter Monsieur Denis Tremblay, agent de Soutien à la réglementation, au (613) 998-7198.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
Le Secrétaire

J.S. Klenavic

ANNEXE I
de l'ordonnance RH-2-87

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
AVIS D'AUDIENCE PUBLIQUE

Westcoast Transmission Company Limited Demande concernant des droits devant entrer en vigueur les 1er janvier 1987 et 1988

L'Office national de l'énergie a décidé de tenir une audience publique afin d'examiner une demande présentée le 19 décembre 1986 par Westcoast, conformément à la Partie IV de la Loi sur l'Office national de l'énergie, en vue d'obtenir, entre autres, des ordonnances concernant les droits que la société peut exiger à compter du 1er janvier 1987 et en 1988 relativement à ses services de transport, de traitement et de collecte de gaz naturel, conformément à la Partie IV de la Loi sur l'Office national de l'énergie.

Phase 1 de l'audience, qui portera sur les questions tarifaires et la conception des droits applicables, commencera à Vancouver en Colombie-Britannique, le 26 mai 1987 à 9 h 30 dans le Conference Centre, salles 201-204, de l'hôtel Sheraton Landmark, 1400 rue Robson.

Phase 2 de l'audience, qui aura lieu à une date ultérieur, portera sur toutes les autres questions, y compris les prévisions sur le débit, la base des taux, le coût du service et le taux de rendement. Westcoast s'attend a déposer les documents pour la Phase 2 le 29 juin 1987.

L'audience aura pour but d'obtenir les témoignages et les vues pertinents de Westcoast et des parties intéressées à la demande.

Quiconque désire intervenir à l'audience doit déposer une intervention écrite auprès du secrétaire de l'Office et en signifier une copie à Westcoast, au plus tard le 3 avril 1987.

Quiconque ne désire faire que des commentaires à l'égard de la demande doit les envoyer, au plus tard le 23 avril 1987, par écrit au secrétaire de l'Office et en faire parvenir une copie à Westcoast à l'adresse suivante: 1333 rue West Georgia, Vancouver (Colombie-Britannique) V6E 3K9.

Pour se procurer des renseignements, en anglais ou en français, relatifs à la procédure de cette audience, il suffit d'écrire au secrétaire ou de téléphoner au Bureau de soutien à la réglementation de l'Office, à (613) 998-7204. Prière de citer l'ordonnance RH-2-87 dans toute correspondance avec l'Office sur cette question.

John S. Klenavic
Secrétaire
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Ontario)
K1A 0E5

Le 20 mars 1987

ANNEXE II
de l'ordonnance RH-2-87

Publications	**Villes**
"Times Colonist"	Victoria (Colombie-Britannique)
"The Sun", le "Vancouver Province" et "Le Soleil de Colombie"	Vancouver (C.-B.)
"Alaska Highway News"	Fort St. John (C.-B.)
"The Edmonton Journal" et "Le Franco-albertain"	Edmonton (Alberta)
"Calgary Herald"	Calgary (Alberta)
"Globe and Mail" et "Le Toronto Express"	Toronto (Ontario)
"Canada Gazette" et "The Citizen"	Ottawa (Ontario)

ANNEXE III
de l'ordonnance RH-2-87

LISTE DES QUESTIONS

Au cours de la première phase de l'audience, l'Office a l'intention d'examiner, sans pour autant s'y restreindre, les questions suivantes:

Conception des droits

a) La méthode appropriée au calcul des droits exigibles dans la zone 3;

b) la pertinence de droits combinés imposables sur la collecte et le traitement;

c) la méthode appropriée au calcul de la demande contractuelle justifiée par les ventes latérales;

d) la méthode pertinente de répartition, entre les différentes points de livraison de la zone 4, des volume représentant la demande contractuelle des clients canadiens;

e) la méthode à utiliser pour régler l'éventuel problème du dédoublement des frais liés à la demande;

f) la pertinence de la méthode de traitement des droits proposée par Westcoast en ce qui concerne les additions nécessaires aux installations de ce service public afin de raccorder son réseau avec les nouvelles réserves de gaz.

Questions tarifaires

g) les modifications ou additions proposées aux modalités générales concernant le service, les ventes et les clients latéraux, notamment la proposition de Westcoast selon laquelle tous les expéditeurs qui demandent une entente visant le service de livraison d'énergie interruptible devraient payer des frais d'administration.

ANNEXE IV
de l'ordonnance RH-2-87

Assistant Deputy Minister for Energy
Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources
Parliament Buildings
Victoria, B.C.
V8V 1X4

Monsieur Geoffrey Ho
Senior Solicitor
Department of Energy and Natural Resources
10th Floor, South Tower
Petroleum Plaza
9915 - 108th Street
Edmonton, Alberta
T5K 2C9

Secretary
Department of Justice
P.O. Box 2703
Whitehorse, Yukon Territory
Y1A 2C6

Secretary
Department of Justice & Public Services
P.O. Box 1320
Yellowknife, N.W.T.
X1A 2L9

Commission Secretary
British Columbia Utilities Commission
4th Floor
800 Smithe St.
Vancouver, B.C.
V6Z 2E1

General Manager
British Columbia Petroleum Corporation
6th Floor
1199 West Hastings Street
Vancouver, B.C.
V6E 3T5

Vice-President, Corporate Secretary
Canadian Gas Association
55 Scarsdale Road
Don Mills, Ontario
M5B 2R3

Association des consommateurs industriels de gaz
170 ouest, avenue Laurier
Suite 804
Ottawa (Ontario)
K1P 5V5

Annexe III

No de dossier: N1562-W5-11

Le 17 juin 1987

Monsieur R.B. Maas
VicePresident
Marketing & Regulatory Affairs
Westcoast Transmission Company Limited
1333 West Georgia Street
Vancouver,B.C.
V6E 3K9

Objet: Instructions relatives à la procédure concernant la deuxième phase de l'audience

Monsieur,

Pour faire suite à votre lettre datée du 16 juin 1987, l'Office a décidé d'accepter votre demande de prorogation des dates de dépôt de la preuve relativement à la deuxième phase de l'audience.

Dans une lettre datée du 20 mars 1987, l'Office a avisé Westcoast qu'il n'avait pas l'intention de publier les Instructions relatives à la procédure concernant la deuxième phase de l'audience avant que Westcoast ait déposé sa preuve à cet égard. Toutefois, d'après l'Office, toutes les parties à cette instance seraient mieux servies si elles étaient avisées le plus tôt possible des dates de dépôt et de signification des documents. Par conséquent, l'Office a décidé d'émettre aujourd'hui les Instructions relatives à la procédure concernant la deuxième phase de l'audience, dont vous trouverez copie ci-jointe. L'Office est d'avis que les délais fixés dans ces Instructions devraient être suffisants pour qu'il soit possible d'examiner méthodiquement les questions prévues pour cette phase, tout en laissant au 11 août 1987 le commencement de la deuxième phase de l'audience, à Vancouver.

L'Office a l'intention de siéger à Vancouver jusqu'au 21 août et, au besoin, de poursuivre les travaux à Ottawa, le 25 août 1987 à 8 h 30. Dans le cas où la partie de l'audition de la preuve traitant d'autres questions que du taux de rendement prendrait fin avant le 1er septembre, l'audience serait suspendue jusqu'à cette date.

Westcoast doit signifier d'ici le 23 juin 1987 une copie de la présente lettre et des pièces jointes à tous les intervenants à cette instance en vertu de l'ordonnance RH287. Pour ce qui est de la signification des documents, lorsqu'une date est précisée dans les Instructions relatives à la procédure cijointe, l'Office ordonne que ces documents soient signifiés aux parties au plus tard à la date précisée.

Je vous prie d'agréer, Monsieur, l'expression de mes sentiments les meilleurs.

Le Secrétaire,

J.S. Klenavic

p.j

N° de dossier: 1562-W5-11

Le 17 juin 1987

Ordonnance d'audience AO-1-RH-2-87
Instructions relatives à la procédure concernant la deuxième phase de l'audience

Westcoast Transmission Company Limited
Demande concernant des droits devant entrer en vigueur les 1er janvier 1987 et 1988

Le 20 mars 1987, l'Office national de l'énergie a délivré l'ordonnance d'audience RH287 présentant les Instructions relatives à la procédure de l'audience publique que l'Office a décidé de tenir relativement à une demande présentée par Westcoast Transmission Company Limited ("Westcoast" ou "le demandeur") en vue d'obtenir, entre autres, conformément à la Partie IV de la Loi sur l'Office national de l'énergie, des ordonnances établissant des droits. L'Office a ordonné que l'audience publique comprenne deux phases et qu'au cours de la deuxième, on étudie toutes les questions non traitées au cours de la première phase, y compris les prévisions relatives au débit, la base des taux, le coût du service et le taux de rendement.

La présente modification à l'ordonnance d'audience RH-2-87 a pour but d'établir les exigences relatives au dépôt des documents et les dates limites au cours de la deuxième phase de l'audience; elles complètent ainsi l'ordonnance d'audience RH-2-87. La procédure relative à l'examen public, les instructions relatives à l'audition de la preuve, les exigences relatives aux documents à déposer et à signifier ainsi que d'autres questions générales sont régies en vertu des Instructions relatives à la procédure de l'ordonnance d'audience RH-2-87.

En conséquence, l'Office ordonne que l'ordonnance d'audience RH-2-87 soit modifiée par l'addition de ce qui suit:

DEMANDES DE RENSEIGNEMENTS ADRESSÉS AU DEMANDEUR

25. Les demandes de renseignements concernant la Phase 2 de l'audience doivent être déposées auprès du secrétaire et signifiées à toutes les parties à l'audience au plus tard:

    a) Autres questions que le taux de rendement le 16 juillet 1987
    b) Taux de rendement le 22 juillet 1987

26. Les réponses aux demandes de renseignements présentées conformément au paragraphe 25 doivent être déposées auprès du secrétaire et signifiées à toutes les parties à l'audience au plus tard:

    a) Autres questions que le taux de rendement le 24 juillet 1987
    b) Taux de rendement le 29 juillet 1987

PREUVE ÉCRITE DES INTERVENANTS

27. Les preuves écrites préparées par les intervenants concernant la Phase 2 doivent être déposées auprès du secrétaire et signifiées à toutes les parties à l'audience au plus tard:

    a) Autres questions que le taux de rendement le 31 juillet 1987
    b) Taux de rendement le 7 août 1987

LETTRES DE COMMENTAIRES

28. Les lettres de commentaires concernant la Phase 2 doivent être déposées auprès du secrétaire et signifiées à Westcoast au plus tard le 31 juillet 1987.

DEMANDES DE RENSEIGNEMENTS ADRESSÉES AUX INTERVENANTS

29. Les demandes de renseignements concernant les documents déposés conformément au paragraphe 27 doivent être déposées auprès du secrétaire et signifiées à toutes les autres parties à l'audience au plus tard:

    a) Autres questions que le taux de rendement le 5 août 1987
    b) Taux de rendement le 12 août 1987

30. Les réponses aux demandes de renseignements présentées conformément au paragraphe 29 doivent être déposées auprès du secrétaire et signifiées à toutes les autres parties à l'audience au plus tard:

    a) Autres questions que le taux de rendement le 11 août 1987
    b) Taux de rendement le 19 août 1987

AUDIENCE

31. L'audience publique concernant la Phase 2 commencera à Vancouver, en Colombie-Britannique, le 11 août 1987 à 8 h 30, dans la salle de bal (Ballroom) de l'hôtel Sheraton Landmark.

SIGNIFICATION AUX PARTIES

32. Le demandeur doit signifier, au plus tard le 26 juin 1987, une copie des présentes Instructions relatives à la procédure et de l'Avis d'audience publique présentés à l'Annexe I à toutes les parties qui sont intervenues en vertu de l'article 3 de l'ordonnance d'audience RH-2-87, ainsi qu'aux parties qui figurent à la liste à l'Annexe II de la présente.

AVIS D'AUDIENCE

33. Le demandeur doit faire publier au plus tard le 26 juin 1987 l'Avis d'audience publique dans les publications énumérées à l'Annexe III.

LISTE DES QUESTIONS

34. Les parties doivent, d'ici le 16 juillet 1987, envoyer la liste de toutes les questions qu'elles désirent soulever durant la Phase 2 de l'audience. Peu de temps après, l'Office publiera la liste complète des questions.

PERSONNE-RESSOURCE DE L'OFFICE

35. Pour plus de renseignements sur cette audience ou sur les procédures régissant l'audience, prière de communiquer avec M. Denis Tremblay, agent du Soutien à la réglementation, au (613) 998-7199.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
Le Secrétaire

J.S. Klenavic

ANNEXE I
de l'ordonnance AO-1-RH-2-87

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
AVIS D'AUDIENCE PUBLIQUE

Westcoast Transmission Company Limited -
Demande concernant des droits devant entrer en vigueur les 1er janvier 1987 et 1988

Le 20 mars 1987, l'Office national de l'énergie a décidé de tenir une audience publique comprenant deux phases afin d'examiner une demande présentée le 19 décembre 1986 par Westcoast, conformément à la Partie IV de la Loi sur l'Office national de l'énergie, en vue d'obtenir, entre autres, des ordonnances concernant les droits que la société peut exiger à compter du 1er janvier 1987 et en 1988 relativement à ses services de transport, de traitement et de collecte de gaz naturel.

La Phase 1 de l'audience, qui porte sur les questions tarifaires et la conception des droits applicables, a commencé le 26 mai 1987.

L'Office annonce par la présente que la phase 2 de l'audience, qui portera sur toutes les autres questions, y compris les prévisions relatives au débit, la base des taux, le coût du service et le taux de rendement, commencera à Vancouver, le 11 août 1987, à 8 h 30, dans la salle de bal (Ballroom) de l'hôtel Sheraton Landmark, situé au 1400 de la rue Robson.

Pour se procurer des renseignements sur la procédure applicable à la Phase 2 de cette audience, il suffit d'écrire au secrétaire ou de téléphoner au Bureau du soutien à la réglementation de l'Office, (613) 998-7204.

John S. Klenavic
Secrétaire
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Ontario)
K1A 0E5
Télex: 0533791
Télécopieur: (613) 990-7900

ANNEXE II
de l'ordonnance AO-1-RH-2-87

Assistant Deputy Minister for Energy
Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources
Parliament Buildings
Victoria, B.C.
V8V 1X4

Mr. Geoffrey Ho
Senior Solicitor
Department of Energy and Natural Resources
10th Floor, South Tower
Petroleum Plaza
9915 - 108th Street
Edmonton, Alberta
T5K 2C9

Secretary
Department of Justice
P.O. Box 2703
Whitehorse, Yukon Territory
Y1A 2C9

Secretary
Department of Justice & Public Services
P.O. Box 1320
Yellowknife, N.W.T.
X1A 2L9

Commission Secretary
British Columbia Utilities Commission
4th Floor
800 Smithe St.
Vancouver, B.C.
V6Z 2E1

General Manager
British Columbia Petroleum Corporation
6th Floor
1199 West Hastings Street
Vancouver, B.C.
V6E 3T5

Vice-President, Corporate Secretary
Canadian Gas Association
55 Scarsdale Road
Don Mills, Ontario
M5B 2R3

Industrial Gas Users Association
170 Laurier Avenue West
Suite 804
Ottawa, Ontario
K1P 5V5

ANNEXE III
de l'ordonnance AO-1-RH-2-87

Publications	**Ville**
"Times Colonist"	Victoria (Colombie-Britannique)
"The Sun", le "Vancouver Province" et "Le Soleil de Colombie"	Vancouver (C.-B.)
"Alaska Highway News"	Fort St. John (C.-B.)
"The Edmonton Journal" et "Le Franco-albertain"	Edmonton (Alberta)
"Calgary Herald"	Calgary (Alberta)
"Globe and Mail" et "Le Toronto Express"	Toronto (Ontario)
"Canada Gazette" et "The Citizen"	Ottawa (Ontario)

Annexe IV

ORDONNANCE TGI-59-86

RELATIVE À la Loi sur l'Office national de l'énergie ("la Loi") et à ses règlements d'application; et

RELATIVE À une demande présentée par Westcoast Transmission Company Limited ("Westcoast") en vue d'obtenir, conformément à la Loi, certaines ordonnances provisoires concernant ses droits. N° de référence de l'Office: 1562-W5-10.

DEVANT l'Office le mardi 30 décembre 1986.

ATTENDU QUE dans une demande datée du 19 décembre 1986, Westcoast a demandé à l'Office de lui délivrer des ordonnances provisoires et définitives, devant entrer en vigueur le 1er janvier 1987 et approuvant les droits indiqués dans cette demande;

ET ATTENDU QUE l'Office a étudié la question des droits pertinents pouvant être exigés par Westcoast, du 1er janvier 1987 jusqu'à une date que l'Office déterminera dans la décision qu'il rendra par suite de la prochaine audience concernant les droits;

IL EST ORDONNÉ QUE:

1. En vertu de l'alinéa 16.1(2) et de l'article 52.2 de la Loi, les droits spécifiés dans la demande de Westcoast, en date du 19 décembre 1986, à l'onglet "Conception des droits", aux pages 1.1 à 1.12 inclusivement, soient par la présente approuvés à titre provisoire pour la période commençant le 1er janvier 1987 et se terminant à une date que l'Office déterminera dans la décision qu'il rendra par suite de la prochaine audience publique concernant les droits.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Le Secrétaire,

J.S. Klenavic

Annexe V

ORDONNANCE AO-1-TGI-59-86

RELATIVE À la Loi sur l'Office national de l'énergie ("la Loi") et à ses règlements d'application; et

RELATIVE À une demande présentée par Westcoast Transmission Company Limited ("Westcoast") en vue d'obtenir une ordonnance provisoire concernant les droits proposés à l'égard de petites installations, tels qu'indiqués dans la pièce B-62 déposée à l'audience publique tenue aux termes de l'ordonnance RH-2-87.

DEVANT l'Office le mercredi 15 juillet 1987.

ATTENDU QUE dans une demande, Westcoast a sollicité que les droits provisoires approuvés en vertu de l'ordonnance TGI-59-86 soient modifiés afin d'inclure, à compter du 15 juillet 1987, les droits qu'elle propose à l'égard de petites installations;

ET ATTENDU QUE l'Office a étudié les droits pertinents pouvant être exigés par Westcoast relativement à l'utilisation des installations pour lesquelles devraient s'appliquer les droits proposés à l'égard de petites installations pour la période commençant le 15 juillet 1987 jusqu'à la date que l'Office déterminera dans la décision qu'il rendra dans le cadre de l'audience RH-2-87 concernant les droits;

IL EST ORDONNÉ QUE:

1. L'ordonnance TGI-59-86 soit modifiée par l'addition de ce qui suit:
   2. En vertu de l'alinéa 16.1(2) et de l'article 59.2 de la Loi, les droits à l'égard de petites installations, indiqués dans la pièce B-62 déposée à l'audience publique tenue aux termes de l'ordonnance RH-2-87, soient, par les présentes, approuvés pour la période commençant le 15 juillet 1987 et se terminant à la date que l'Office déterminera dans la décision qu'il rendra dans le cadre de l'audience RH-2-87 concernant les droits.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Le Secrétaire,

J.S. Klenavic

Annexe VI

Résumé des ententes entre Westcoast et Northwest

Avec sa demande relative aux droits, dans sa version modifiée, Westcoast a déposé les nouvelles ententes de ventes de gaz conclues avec Northwest. L'entente du 14 septembre porte sur la période allant du 1er janvier 1987 au 31 octobre 1987, et l'entente du 15 septembre porte sur la période allant du 1er novembre 1987 au 31 octobre 1989.

L'entente du 14 septembre visait à résoudre le différend qui opposait Westcoast et Northwest sur l'affectation des revenus associés aux livraisons interruptibles. L'entente plaçait Northwest sur le même pied que les clients de Westcoast qui sont des distributeurs locaux en ce qui a trait aux revenus tirés de la perception des droits applicables aux livraisons interruptibles pour la durée de l'entente. Westcoast n'a pas proposé de modifier sa conception des droits pour la période allant du 1er janvier 1987 au 31 octobre 1987 en conséquence de l'entente.

L'entente du 15 septembre prévoyait qu'une nouvelle tarification serait appliquée du 1er novembre 1987 au 31 octobre 1989. L'entente réduit la demande contractuelle de Northwest à 550 millions de pieds cubes par jour et prévoit que les revenus tirés de la perception des droits applicables aux ventes et au service interruptibles sur le marché de l'exportation seront imputés aux frais liés à la demande payables par les clients associés à des livraisons garanties sur le marché de l'exportation. En outre, Northwest se charge de payer tous les coûts fixes qui lui sont répartis dans les frais liés à la demande payables à Westcoast.

L'entente du 15 septembre est soumise aux conditions suivantes:

1) que les fournisseurs du réseau signent des ententes de service garanti entrant en vigueur le 1er novembre 1987 et expirant le 31 octobre 1989, pour une demande contractuelle de 125 millions de pieds cubes par jour; et

2) que l'Office approuve une méthode de calcul des droits selon laquelle:

   a) la composante-demande des droits applicables à Northwest est basée sur une demande contractuelle de 550 millions de pieds cubes par jour;

   b) Northwest profite d'une méthode de calcul basée sur la demande opérationnelle qui comportera des crédits basés sur le volume ou les revenus pour tout remplacement par un volume associé à une livraison garantie affectant les besoins de ventes garanties de Westcoast à Northwest; et

   c) tous les revenus tirés de la perception de droits applicables aux ventes et au service interruptibles sur le marché de l'exportation soient crédités, au prorata, aux payeurs de droits applicables aux ventes et au service garantis, selon la contribution apportée par ces payeurs à la totalité des revenus tirés des ventes et du service garantis sur le marché de l'exportation dans chaque zone tarifaire.